



Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской Академии Наук



Институт энергетических исследований
Российской Академии Наук



Сборник научных трудов

Международной конференции
"Системные исследования в энергетике-2025"
и X Мелентьевские чтения

Иркутск 2025

Оглавление

МЕЛЕНТЬЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ.....	8
МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ НА НОВОМ ЭТАПЕ ЭВОЛЮЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	8
ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ОБОСНОВАННОСТИ И ЗНАЧИМОСТИ ПРОГНОЗОВ (НА ПРИМЕРЕ ЦЕНЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ).....	10
СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К АДАПТИВНОМУ ПРОГНОЗИРОВАНИЮ В ЭНЕРГЕТИКЕ НА ПРИМЕРЕ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	12
СИСТЕМА, МЕТОДОЛОГИЯ И ПРАКТИКА УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ	14
КЛЮЧЕВЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ И ОЦЕНКА СИТУАЦИИ С ЕЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕМ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ	16
СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ И УГРОЗЫ РАЗВИТИЮ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ	17
ШКОЛА СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ЕЁ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ НАУКИ, ГОСУДАРСТВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ	20
РАЗВИТИЕ МЕТОДОЛОГИИ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ С УЧЕТОМ МНОЖЕСТВА ИНТЕРЕСОВ СУБЪЕКТОВ ОТНОШЕНИЙ УЧАСТНИКОВ ПРОЦЕССА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	24
Секция 1. Трансформация энергетических систем	26
CYBER-PHYSICAL STATE ESTIMATION AS A MEANS OF INCREASING SITUATIONAL AWARENESS OF THE SMART GRID OPERATOR	26
ОЦЕНКА РЫНОЧНОЙ ВЛАСТИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ РОССИИ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА ПЕРИОД 2012-2023 ГГ	29
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНТЕГРАЦИИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 6-10 КВ С УЧЕТОМ ТЕХНИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ.....	30
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКОВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УЧЕТА ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ВИНОВНИКОВ ХИЩЕНИЙ ЭНЕРГИИ В НИЗКОВОЛЬТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ	32
БИЗНЕС-МАЙНИНГ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА РАЗВИТИЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ.....	44
МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ИХ РЕШЕНИЕ.....	45
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ УНИПОЛЯРНОЙ ПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА В УСЛОВИЯХ ЮГА САХАЛИНА.....	47
ОСОБЕННОСТИ НАСТРОЙКИ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ	49
ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ЗАДАЧИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ СТРОИТЕЛЬСТВА ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	51
РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СИСТЕМАХ.....	59
ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ: ОБЗОР ТЕНДЕНЦИЙ МЕЖДУНАРОДНЫХ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	60
ПОСТРОЕНИЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ПОКАЗАТЕЛЯ РАДИУСА ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	61
ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ РЕГРЕССИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ НА РАЗЛИЧНЫХ ИЕРАРХИЧЕСКИХ УРОВНЯХ	63

УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ И ПРИМЕНЕНИЯ АГЕНТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	65
ИССЛЕДОВАНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ ПРИ ИХ КООПЕРАЦИИ	67
ПОТЕНЦИАЛ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛНЕЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ).....	69
ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ	71
Секция 2. Перспективные энергетические технологии: экологически чистая и ресурсосберегающая энергетика.	73
ГАЗОГИДРАТНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ.....	73
ПРИМЕНЕНИЕ СПЕКТРАЛЬНЫХ РАЗЛОЖЕНИЙ МАТРИЦ ГРАМИАНОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЭС.	75
ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ВЫБОРА СТРУКТУРЫ ОБОРУДОВАНИЯ МУЛЬТИ-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ	77
СТУПЕНЧАТЫЙ ПЕРЕГРЕВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СО ₂ ЦИКЛА.....	79
РЕГРЕССИОННЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ АКТИВНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ВЫБРОСАМ БЕНЗ(А)ПИРЕНА ОТ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ	81
АНОМАЛЬНОЕ ПОВЕДЕНИЕ ВЫБРОСОВ БЕНЗ(А)ПИРЕНА В УСЛОВИЯХ ФОНОВОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ	83
ПРИМЕНЕНИЕ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩЕЙ ПОРОДЫ В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВНОЙ ДОБАВКИ. ПЕРСПЕКТИВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ.	85
ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ПОТОКА В ПЛАЗМЕННО-ТОПЛИВНЫХ СИСТЕМАХ.....	87
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЙ ЕЁ ПРОИЗВОДСТВА НА ОСНОВЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА	90
КОНЦЕПЦИЯ АТОМНО-ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КОНТЕКСТЕ СТРАТЕГИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ.....	93
МОДЕЛИРОВАНИЕ АГРЕГИРОВАНИЯ ГЕНЕРАЦИИ ВЕТРОВЫХ И СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ: ИССЛЕДОВАНИЕ СОВОКУПНОГО ВЛИЯНИЯ МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА СТАБИЛЬНОСТЬ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ГЕНЕРАЦИИ.....	95
ЭФФЕКТИВНАЯ И НАДЁЖНАЯ ЧЕТЫРЁХПРОВОДНАЯ ТРЁХФАЗНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА БОЛЬШИЕ РАССТОЯНИЯ.....	99
АЛГОРИТМ ФОРМИРОВАНИЯ МАССИВА ДАННЫХ ВИРТУАЛЬНОГО БАТАРЕЙНОГО МОДУЛЯ ЛИТИЙ-ИОННЫХ АККУМУЛЯТОРОВ ДЛЯ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ	102
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АККУМУЛЯТОРОВ ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ВЫРАВНИВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ	103
ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ В ЭНЕРГЕТИКЕ.....	105
ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА В РОССИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	107

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА УГЛЯ НА УДЕЛЬНЫЕ ВЫБРОСЫ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭНЕРГБЛОКОВ С ПОВЫШЕННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ ПАРА	108
АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ЖИДКИЕ ТОПЛИВА: ОТ ВЫБОРА СЫРЬЯ И ТЕХНОЛОГИЙ СИНТЕЗА ДО КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ НА РАБОТУ УСТАНОВОК И ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	109
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СТАДИИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКИ ПРИ БРИКЕТИРОВАНИИ ПОЛУКОКСА ИЗ СЛАБОПЕКАЮЩЕГОСЯ КАМЕННОГО УГЛЯ	111
ИССЛЕДОВАНИЕ СЖИГАНИЯ НЕКОНДИЦИОННОГО ЖИДКОГО ТОПЛИВА В РАСПЫЛИТЕЛЬНОЙ ГОРЕЛКЕ С РЕГУЛИРОВКОЙ ПОДАЧИ ПЕРВИЧНОГО ВОЗДУХА	112
МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МИКРОГРИД	114
УТИЛИЗАЦИЯ СОДЕРЖАЩЕГОСЯ В ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ СТРУЯХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ НИЗКОКОНЦЕНТРИРОВАННОГО МЕТАНА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ СУММАРНЫХ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ПАРНИКОВЫХ ВЫБРОСОВ	116
СНИЖЕНИЕ РАСХОДОВ УГЛЯ НА ОТОПЛЕНИЕ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТАНОСОДЕРЖАЩЕГО ШАХТНОГО ВЕНТИЛЯЦИОННОГО ВОЗДУХА	118
ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРЕЛЯЦИИ МЕЖДУ КОНЦЕНТРАЦИЕЙ МЕТАНА И РАЗЛИЧНЫМИ УРОВНЯМИ ЗАЛЕГАНИЯ ТОРФА: НИЗИННЫМ, СРЕДНИМ И ВЕРХОВЫМ	122
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТАНОВОК ОЖИЖЕНИЯ И СЖАТИЯ ВОДОРОДА	126
Секция 3. Международные энергетические системы, мировая энергетика	128
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ РЕИНТЕГРАЦИИ НА ПОСТСОВЕТСКОМ ПРОСТРАНСТВЕ С УЧЁТОМ ТРЕБОВАНИЙ УГЛЕРОДНОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ	128
ЗАВИСИМОСТЬ ЦЕН НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ОТ СТРУКТУРЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ	130
РОЛЬ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ В РАЗВИТИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ТУРЕЦКОЙ РЕСПУБЛИКИ: ИНВЕСТИЦИОННО-ПАРТНЁРСКИЙ АСПЕКТ	132
ПЕРСПЕКТИВЫ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ МИРОВОГО ДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА НА ПРИМЕРЕ УЗБЕКИСТАНА	134
Секция 4. Мировые энергетические рынки и международное энергетическое сотрудничество	135
ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОЦЕНКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ В РЕГИОНЕ СВА: МЕТОДОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННАЯ БАЗА	135
РАСШИРЕНИЕ ПРИСУТСТВИЯ НА МИРОВЫХ РЫНКАХ ЗА СЧЁТ РАЦИОНАЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОВИНЦИЙ СИБИРИ И АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ	137
ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ТЭК В АТЭС, 9-Е ИЗДАНИЕ: СОГЛАСОВАНИЕ АМБИЦИОЗНЫХ ЦЕЛЕЙ С ПРАКТИЧЕСКИМИ РЕАЛИЯМИ	139
ИНТЕГРАЦИОННЫЕ ЭФФЕКТЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ РОССИИ И КИТАЯ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЕ	140
СОЗДАНИЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ И КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВНУТРЕННЕЙ МОНГОЛИИ КИТАЯ: ФОРМЫ ОРГАНИЗАЦИИ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ	142
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СВЯЗАННОСТЬ КАК РЕГИОНАЛЬНОЕ ОБЩЕСТВЕННОЕ БЛАГО: ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ ВЫЗОВЫ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ	144

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАЛИЗАЦИИ ОТДЕЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В СТРАНАХ БРИКС	146
ЗЕЛЁНЫЙ СЕРТИФИКАТ КАК ИНСТРУМЕНТ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	148
АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНОЙ РОЛИ ВОДОРОДА В МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ.....	150
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЭР В АЗИАТСКИХ РЕГИОНАХ РОССИИ ..	152
ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ГЛОБАЛЬНОГО СПРОСА НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ ПО СЕКТОРАМ КОНЕЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ	153
ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ИЗМЕНЕНИЯ МОДЕЛИ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЮЖНОЙ ЗОНЕ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА.....	155
СИСТЕМНЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ.....	157
СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НОВЫХ ГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ НА ВОСТОКЕ СТРАНЫ	164
МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ГОТОВНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЦЕПОЧЕК СОЗДАНИЯ СТОИМОСТИ СЕТЕВОГО ГАЗА ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА	166
НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ.....	168
АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ПУТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ.....	170
ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ СПРОСА НА РОССИЙСКИЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ И АЛЬТЕРНАТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ДО 2035 ГГ.	172
ПРОБЛЕМА ЭКСПОРТА УГЛЯ ИЗ РОССИИ	174
ВЛИЯНИЕ ПОЛИТИКИ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ЭКОНОМИКИ НА РАЗВИТИЕ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ АЗИАТСКИХ РЕГИОНОВ РОССИИ	176
ИССЛЕДОВАНИЕ ПУТЕЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СОРТОВЫМ УГЛЕМ ВНУТРЕННИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЯКУТИИ.....	181
ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОЗДУШНУЮ СРЕДУ, ОКАЗЫВАЕМОГО ПРИ ОСВОЕНИИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮЖНОЙ ЯКУТИИ, С ПРИМЕНЕНИЕМ ДАННЫХ ДЗЗ СПЕКТРОМЕТРА ТРОРОМІ.....	182
Секция 5. Надежность топливо- и энергоснабжения потребителей, энергетическая безопасность	184
РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ.....	184
РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ПОИСКА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОБЪЕКТОВ И ФОРМИРОВАНИЯ МЕР ПО СНИЖЕНИЮ ИХ ЗНАЧИМОСТИ ПРИ ПЕРСПЕКТИВНОМ РАЗВИТИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	185
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АВТОНОМНЫХ ИЗОЛИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ – ТЕХНОЛОГИИ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ.....	186
ОПТИМИЗАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО СИНТЕЗА РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В КОНТЕКСТЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АРКТИЧЕСКИХ РЕГИОНОВ	188
ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТОПЛИВО- И ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА НА ПРИМЕРЕ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ	190
РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ РЕЖИМНОЙ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ МАТРИЦ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА.....	191

РЕШЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ ВЫБОР СОСТАВА ВКЛЮЧЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ С УЧЕТОМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СИСТЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ.....	192
ПРОВЕРКА ПРИМЕНИМОСТИ ИНСТРУМЕНТАРИЯ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ ЗАДАЧИ ОЦЕНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	195
ИЗМЕНЕНИЕ ГАРАНТИРОВАННОЙ ЗИМНЕЙ МОЩНОСТИ АНГАРО-ЕНИСЕЙСКОГО КАСКАДА ГЭС С УЧЕТОМ СОВРЕМЕННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ	197
МЕТОДЫ АНАЛИЗА И СИНТЕЗА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ КРУПНОГО.....	199
ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДАЧИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА НА ПАРОГАЗОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	201
СЕРВИС-ОРИЕНТИРОВАННАЯ СРЕДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЖИВУЧЕСТИ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ	204
НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГРОЗОУПОРНОСТИ ВЛ	207
ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ ТУРБОМАШИННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АДДИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ: ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ И МАТРИЧНОГО ЗАПОЛНЕНИЯ	210
ОЦЕНКА ГАРАНТИРОВАННОЙ РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ ВЕТРОУСТАНОВОК С УЧЕТОМ ИХ ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ.....	212
ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ: УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ	214
Секция 6. Качество электрической энергии.....	217
ОЦЕНКА ДОЛЕВЫХ ВКЛАДОВ ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ ДЛЯ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ СНИЖЕНИЯ ГАРМОНИК	217
РАЗВИТИЕ ТРЕБОВАНИЙ К МОДЕЛИРОВАНИЮ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ НА ЧАСТОТАХ ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ И НА ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ	222
ПРАВОВАЯ ПРОБЛЕМАТИКА ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ	224
ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	227
ИССЛЕДОВАНИЕ ВАРИАТИВНОСТИ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЭС ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СХЕМНО-РЕЖИМНЫХ УСЛОВИЙ НА ОСНОВНОЙ ЧАСТОТЕ	229
АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	231
С УЧЕТОМ НОРМАТИВНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ	231
ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ТОКА	231
МЕЖДУНАРОДНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОВАЛОВ НАПРЯЖЕНИЯ СИСТЕМ БЕРЕГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СУДОВ	233
АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С ПОМОЩЬЮ КОНТРОЛЬНЫХ КАРТ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ БРАКА ПРОДУКЦИИ	234
О НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ НАЦИОНАЛЬНОГО СТАНДАРТА, УСТАНОВЛИВАЮЩЕГО МЕТОДЫ АНАЛИЗА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	237
УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	238
УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С НЕСИММЕТРИЧНЫМИ И НЕЛИНЕЙНЫМИ НАГРУЗКАМИ	244

Молодежная секция.....	246
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИНТЕГРАЦИИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 110-750 КВ С УЧЕТОМ ТЕХНИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ.....	246
УЧЕТ ФАКТОРА НАДЕЖНОСТИ ПРИ МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОМ ВЫБОРЕ СОСТАВА ОБОРУДОВАНИЯ ГИБРИДНОГО ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА.....	248
ВЛИЯНИЕ МАЛОВОДНЫХ ПЕРИОДОВ НА ГАРАНТИРОВАННУЮ МОЩНОСТЬ АНГАРО-ЕНИСЕЙСКОГО КАСКАДА ГЭС.....	251
ПОСТРОЕНИЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННЫХСИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МЕТОДОМ ИЗБЫТОЧНЫХ.....	253
ФИЗИЧЕСКОЕ И ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА НЕСТАЦИОНАРНОГО КИПЕНИЯ НА МОДИФИЦИРОВАННОЙ ПОВЕРХНОСТИ	255
ВЫЯВЛЕНИЕ ФАКТОРОВ И АНАЛИЗ ИХ ВЛИЯНИЯ НА РЕЗУЛЬТАТЫ БАЛАНСИРОВАНИЯ УЗЛОВЫХ ФАЗНЫХ НАГРУЗОК В НИЗКОВОЛЬТНЫХ ТРЕХФАЗНЫХ ЧЕТЫРЕХПРОВОДНЫХ СЕТЯХ.....	258
ИДЕНТИФИКАЦИЯ ФАЗ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СЧЕТЧИКОВ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО ИЗМЕРЕНИЯМ НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ МНОГОМЕРНОЙ ГАУССОВСКОЙ МОДЕЛИ И АЛГОРИТМА КЛАСТЕРИЗАЦИИ ОЖИДАНИЯ-МАКСИМИЗАЦИИ	260
ПРОБЛЕМЫ ГИБРИДНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ.....	262
ВЫБОР ЁМКОСТИ И МЕСТ УСТАНОВКИ АККУМУЛЯТОРОВ ЭНЕРГИИ В ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	264
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУР ВОСПЛАМЕНЕНИЯ И ПЕРЕХОДА В ПЛАСТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УГЛЕЙ	265
ПРИМЕНЕНИЕ БАССЕЙНОВОГО ПОДХОДА ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ СЦЕНАРИЕВ ПРИТОКОВ ВОДЫ В ВОДОХРАНИЛИЩА АНГАРО-ЕНИСЕЙСКОГО КАСКАДА ГЭС	267
ИССЛЕДОВАНИЕ МОЩНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ДВС ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВ	269
РЕШЕНИЕ МОДЕЛИ ОРИРЭС ДЕКОМПОЗИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ.....	271
МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ	274
ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ИСТОЧНИКОВ АКТИВНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ В УСЛОВИЯХ КОМПРОМИССНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ АКТИВНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ С СИСТЕМОЙ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	276
РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА АНАЛИЗА ДЕТАЛЬНОЙ ХИМИЧЕСКОЙ КИНЕТИКИ ГОРЕНИЯ ГАЗООБРАЗНЫХ ТОПЛИВ	277
РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТА ГАЗОТРУБНЫХ КОТЛОВ	279
НОВЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И КРИТИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ: ПРИМЕР ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ	281
СОДРУЖЕСТВО ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПНГ	284
Международная секция.....	289
STRATEGIC INTEGRATION OF BIOMASS IN BRAZIL'S FUTURE ENERGY MIX: IMPLICATIONS FOR ELECTRICITY GENERATION AND SUSTAINABILITY	289

HARNESSING BIOMASS FOR SUSTAINABLE FUEL AND BIOCHAR: A PATHWAY TO A GREEN ECONOMY	290
MATHEMATICAL MODELING AND CONTROL OF THE FLOW BATTERIES	291
MODELING BIO-OIL PRODUCTION FROM MICROALGAE BIOMASS USING HYDROTHERMAL LIQUEFACTION (HTL).	293
GREEN INNOVATION DRIVEN BY ESG: DO STATE-OWNED ENTERPRISES HAVE AN ADVANTAGE?	294
TOWARDS NET ZERO ENERGY COMMUNITIES WITH ESS DESIGN ENGINEERING	295
AUTOTHERMAL REFORMING OF NATURAL GAS COMBINED A SOFC FOR EFFICIENT POWER GENERATION AND CO2 EMISSION REDUCTION: ENERGY, EXERGY AND ECONOMIC (3E) ANALYSES	296
HYDROGEN RICH SYNGAS PRODUCTION FROM BIOMASS STEAM GASIFICATION BY BIOCHAR-BASED CATALYSTS.....	297

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ НА НОВОМ ЭТАПЕ ЭВОЛЮЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Кулагин Вячеслав Александрович

*Заведующий Отделом исследований энергетического комплекса мира и России,
e-mail: vakulagin@yandex.ru*

Институт энергетических исследований РАН, г.Москва

Энергетический комплекс переходит на новый этап своей эволюции, который будет отличаться от предыдущих по многим показателям, ключевые из которых:

Изменения в секторах потребления за счет увеличения набора используемых технологий с выходом на новые показатели межтопливной конкуренции и образования новых сегментов спроса (мобильный транспорт и БПЛА, системы вычислений и хранения данных, роботизированные системы в с/х и других отраслях);

Повышение требований к энергоснабжению из-за усиления зависимости человека от различного оборудования (устойчивость электроснабжения, сетей передачи данных, автономные возможности, интеграция умных систем в управление городами и т.д.);

Появление новых регуляторных стимулов и ограничений, в т.ч. связанных с климатической политикой;

Прохождение глобальных пиков потребления топливных ресурсов;

Расширение набора конкурирующих технологий производства и поставок энергии, включая возможность образования новых топливных рынков;

Усиление зависимости энергосистем от погодного фактора в условиях расширения использования ВИЭ;

Изменение геополитических ограничений;

Новые условия работы топливных рынков (планки переключения на альтернативы при росте конкуренции технологий, включение «коротких проектов», портфельная торговля и потребность гибкой логистики и т.д.);

Сырьевые ограничения по производству оборудования.

В условиях происходящих изменений важнейшее значение имеет наличие программного инструментария, который позволит обоснованно и своевременно оценивать рациональные варианты развития энергетических систем, эффективность и последствия регуляторных решений, определять приоритеты технологического развития и востребованность конкретных проектов. В совокупном итоге от правильности решений в области энергетики зависят темпы роста экономики и благосостояние граждан стран.

Основные новые задачи, которые требуется решать при разработке методов и инструментария долгосрочного прогнозирования глобальной энергетики определяются самими изменениями в энергетике – учет изменений в технологиях, спросе, параметров конкуренции и регулирования, особенностей функционирования рынков. Повышение доступности информации дает ценную основу для проведения расчетов, но одновременно ведет к многократному увеличению объема работы. В этих условиях критически важным становятся решения по

автоматизации модельного комплекса и внедрению методик, позволяющих учитывать многофакторные зависимости с элементами самопроверки достоверности результатов.

На примере модельного комплекса ИНЭИ РАН по прогнозированию мировой энергетики хорошо видно какие элементы системы потребовали качественного пересмотра подходов. Например:

Для нефтяного сектора прямые зависимости спроса на транспорте от социально-экономических показателей меняются на расчет конкурентных продаж транспортных средств и их стоимостей владения по видам;

Появление статистических временных рядов позволяет считать потребление с детализацией по 6 сегментам, но требует прогнозирования секторального ВВП и автоматизации для снижения рутинной составляющей;

Принципиально меняются условия работы электроэнергетики, что при развитии ВИЭ делает неизбежной анализ режимов с комплексными вычислениями затрат.

Во все блоки добавлены вариации углеродного регулирования;

В варианты удовлетворения спроса добавлены новые источники – водород, аммиак, метанол. Соответственно для них нужны также цепочки производства и поставок.

И это только часть изменений. Конкуренция и возможность перехода на альтернативы внимательно смотрится не только на транспорте, но и во всех секторах конечного потребления, где есть множество вопросов, в том числе по потенциалу и целесообразности перехода видов промышленности на электричество, или водород. Особого внимания заслуживают технико-экономические показатели вариантов аккумулирования энергии, а также потенциал прогресса в технологиях производства электроэнергии и тепла (тепловые насосы, новые виды солнечных панелей, волновая и приливная энергия и т.д.).

Прогнозирование энергетики на новом этапе её развития требует существенного усложнения имевшихся ранее методических подходов, но одновременно является чрезвычайно интересной научной задачей с высокой практической значимостью.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ОБОСНОВАННОСТИ И ЗНАЧИМОСТИ ПРОГНОЗОВ (НА ПРИМЕРЕ ЦЕНЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ)

Кононов Юрий Дмитриевич,

д.э.н., г.н.с. kononov@isem.irk.ru

Кононов Дмитрий Юрьевич,

к.т.н., с.н.с. stranger72@bk.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

На фоне декарбонизации мировой энергетики и глобальной трансформации систем производства и потребления энергии (четвертый энергопереход) значительно повышаются требования к обоснованности (качеству) и значимости долгосрочных прогнозов, в том числе, цен на электроэнергию.

Повышению обоснованности прогнозов способствует учет таких новых условий и требований как: растущая значимость надежности энергоснабжения и экономического аспекта энергетической безопасности; постепенный переход от иерархической к сетевой форме функционирования и управления в системах энергетики; объективный рост неопределенности будущего; развитие модельно-информационных комплексов, цифровизации и искусственного интеллекта.

Среди способов повышения значимости прогнозов для принятия стратегических решений можно выделить: развитие многокритериального анализа и оценки вариантов, в том числе, по критерию энергетической безопасности; ориентировку на целевые установки прогнозов (например, достижение углеродной нейтральности); определение и использование предельно допустимых (пороговых) значений основных прогнозируемых показателей.

Цена электроэнергии – один из основных индикаторов энергетической безопасности и важный ориентир для принятия инвестиционных решений. Для повышения практической значимости прогнозов ее динамики и сужения диапазона неопределенности может быть полезной численная оценка пороговых значений стоимости электроэнергии и не только для ее производителей, но и потребителей.

Пороговая цена для производителей – это предел, ниже которого производство электроэнергии становится нерентабельным. Ориентиром может служить стоимость генерации на станциях, замыкающих баланс мощности. Для оценки такой маржинальной стоимости в разных ОЭС при разных сценарных условиях нами использовалась экономико-математическая модель, совмещающая оптимизацию развития электроэнергетики с методом Монте-Карло.

Пороговой для промышленных потребителей можно считать цену, при которой возникает угроза недопустимого снижения конкурентоспособности производимой продукции или нецелесообразности новых инвестиционных проектов. Для населения ценовым порогом может быть рост стоимости электроэнергии, вызывающий заметное снижение жизненного уровня с угрозой нарастания социальной напряженности.

Одним из основных способов адаптации к высоким ценам на энергетических рынках может стать собственное производство энергии ее потребителями – так называемая распределенная генерация (РГ). Высокий потенциал РГ в России позволяет считать обоснованным наше

предложение использовать в долгосрочных прогнозах в качестве ориентира порогового значения цены электроэнергии для потребителей предельно допустимую стоимость РГ.

Предлагаемый подход к такой оценке основывается на анализе экономической эффективности возможных типовых проектов РГ для разных групп потребителей. При этом учитывается, что она зависит не от дисконтированного дохода от продажи электроэнергии, а от отличия стоимости РГ от рыночной цены. Многовариантные расчеты позволяют построить графики влияния разных факторов и условий на стоимость РГ и срок окупаемости. Выделяются значения стоимости, соответствующие предельно допустимому для потенциального инвестора сроку окупаемости. Они, в первом приближении, характеризуют возможный уровень пороговой стоимости электроэнергии для данного проекта (варианта).

Представляется, что в традиционный поэтапный процесс долгосрочного прогнозирования цены электроэнергии целесообразно включить оценку потенциала РГ и его влияние на пороговые значения ее стоимости для производителей и потребителей.

Очевидно, что численная оценка пороговых значений цены электроэнергии зависит от сценариев развития экономики и ТЭК. На нее также влияют результаты выявленных в прогнозных исследованиях стратегические угрозы энергетической безопасности. Их пороговые значения, в свою очередь, зависят от коридора устойчивости динамики ключевых показателей, определяемых в долгосрочных прогнозах развития энергетики страны и регионов.

Статья подготовлена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0003 рег. № AAAA-A21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К АДАПТИВНОМУ ПРОГНОЗИРОВАНИЮ В ЭНЕРГЕТИКЕ НА ПРИМЕРЕ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Тверской Игорь Владимирович

к.ф.-м.н. главный научный сотрудник, e-mail: I.Tverskoy@mail.ru

Аверьянов Владимир Константинович

д.т.н. советник Генерального директора, e-mail: avk2271216@yandex.ru

АО «Газпром промгаз» г. Санкт-Петербург

Системный подход и соответствующие исследования по оценке перспектив развития энергетики признаны действенным научным инструментом во всем мире, как в странах плановой, так и с рыночной экономикой. Цель системных исследований в энергетике – сформировать технологически обоснованные, экономически целесообразные и сбалансированные технические решения в динамике по созданию и развитию на долгосрочный период объектов энергетики (с учетом синхронизации добычи, транспорта, генерации и доставки энергоресурсов потребителям). Основная проблема здесь связана с определением достоверных прогнозных показателей потребности в энергоресурсах, с присущей им неопределенностью, а также с учетом перспектив научно-технического прогресса и приоритетных, во временной динамике, направлений осуществляемого энергоперехода.

В документах стратегического планирования развития энергетики отмечается приоритет рыночных отношений, в то время как развитие крупных энергетических компаний осуществляется преимущественно с собственными планами и программами, без должного учета интересов и программ других компаний, при этом используя далеко не рыночные принципы в получении от государства дополнительных персонифицированных льгот на реализацию своих планов.

В работе рассматриваются особенности применения системного подхода при обосновании перспективных планов развития энергетики на современном этапе. Наряду с анализом плановых и рыночных принципов развития энергетики рассматриваются принципиальные изменения в ресурсной базе, учет приоритета не только традиционных, но и альтернативных, возобновляемых ресурсов. Для формирования сбалансированной ресурсной базы развития энергетики учитываются характерные, в том числе, региональные особенности различных видов энергоресурсов. Традиционные ресурсы для крупных энергоисточников связаны со значительными капитальными вложениями и длительным периодом (не менее 5-10 лет) их освоения, что требует, в свою очередь, заблаговременного принятия решения по их планированию. Хотя возобновляемые источники энергии не требуют такого объема инвестиций и времени для реализации, надежность и устойчивость энергообеспечения в России продолжает обеспечиваться традиционными углеводородными видами энергоресурсов, так как возобновляемые крайне чувствительны к погодным условиям.

Системы энергетики, включающие, в настоящее время, объекты централизованной, малой и распределенной возобновляемой генерации требуют более совершенных моделей и прогнозов развития ТЭК. Развитие IT-технологий, накопителей энергии, цифровых двойников и др. позволяет за счет рассмотрения большего числа факторов, осуществлять более точное и гибкое прогнозирование развития энергетики.

Особенности развития ТЭК в целом предъявляет ряд особых требований к прогнозам. Так, прогнозы потребности в ТЭР должны быть осуществимыми с учетом принятой системы

критериев технологической, технической и экономической целесообразности развития ТЭК; соответствующие прогнозы развития ТЭК должны опережать прогнозы потребности в ТЭР и обеспечивать энергетическую безопасность; программа развития объектов ТЭК в соответствии с его прогнозом должна обеспечивать поставку ТЭР в требуемых объемах по прогнозу ТЭР для субъектов РФ и страны в целом. Используемая в системных исследованиях информация, включая исходные данные, имеет присущую ей неопределенность. Корректная обработка исходной информации позволяет получать более адекватные и обоснованные решения по развитию ТЭК. В соответствии с этим сформирован ряд предложений по снижению влияния неопределенности. К числу таких следует отнести – квалифицированный отбор источников информации, регламентацию процессов верификации и валидации полученных данных с использованием современных средств информационных технологий по обработке больших массивов данных. Рекомендовано сопоставлять используемые прогнозные показатели на среднесрочную перспективу с реализуемыми программами.

В связи с вышеизложенным, насущной и актуальной становится задача адаптивного, эффективного управления развитием энергетики, на основе оценки и использования потенциальных резервов в рамках реагирования на изменения ранее принятых сценарных условий. Так основные положения адаптивного подхода к оценке перспективной потребности в газе состоят в следующем:

- ✓ определение квалифицированных источников информации;
- ✓ сбор, верификация и валидация исходных данных потенциальных потребителей;
- ✓ учет природных, технологических и социальных факторов при оценке спроса на газ;
- ✓ совпадение долгосрочного и среднесрочного прогнозов на среднесрочном горизонте;
- ✓ в среднесрочном прогнозе учет мероприятий Программ, обеспеченных финансированием;
- ✓ согласование ожидаемого спроса с технической возможностью систем газоснабжения;
- ✓ прогноз снижения неопределенности за счет плановых мероприятий программ.

Плановые элементы развития газовой инфраструктуры, основанные на результатах системных исследований в рамках реализации мероприятий среднесрочных программ, обеспечивают техническую возможность достижения прогнозных величин спроса на газ.

Вышеизложенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

1. Для успешного социально-экономического развития субъектов РФ и страны в целом необходимые и достоверные потребности в энергоресурсах должны обеспечиваться опережающим развитием объектов энергетики согласно прогнозным планам и программам, соответствующих утвержденному прогнозному ТЭБ страны.
2. С учетом длительности инвестиционного цикла в энергетике необходимо заблаговременно учитывать долгосрочные и сверхдолгосрочные прогнозы, выполненные по методологии системного подхода в исследованиях развития ТЭК с периодической процедурой актуализации на основе данных среднесрочных прогнозов и реализуемых программ развития.
3. Возрастает роль системных исследований, использующих для планирования развития ТЭК современные математические модели на основе более детальных и корректных прогнозных данных. Современные цифровые технологии позволяют обеспечить научно обоснованное формирование сбалансированных показателей ТЭБ страны, в том числе с учетом энергетической безопасности.

СИСТЕМА, МЕТОДОЛОГИЯ И ПРАКТИКА УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Подковальников Сергей Викторович,

д.т.н., зам. директора, E-mail: spodkovalnikov@isem.irk.ru

Ханаев Вениамин Вениаминович,

к.т.н., зав. лаб.

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Формирование системы управления развитием электроэнергетики России в условиях ее либерализации и рыночных преобразований является необходимым условием сбалансированного, устойчивого и эффективного развития отрасли. Задача создания такой системы поставлена в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации (РФ) на период до 2020 г., утвержденной в 2008 г. [1]. К этому времени отдельные элементы данной системы уже существовали. В частности, регулярно разрабатывались Энергетическая стратегия России, Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики и другие директивные документы. Следует отметить, что целевое видение системы управления развитием электроэнергетической отрасли, а также пути ее создания в Концепции не определены. В результате формирование этой системы проходит в определенной степени стихийно, что приводит к возникновению проблем при ее функционировании.

В действующей системе управления развитием в известной мере сохраняются принципы системного подхода [2], заложенные в период централизованного планирования и развития этой отрасли в СССР. Это обусловлено физико-технической целостностью электроэнергетических систем (ЭЭС). Прежде всего, имеется в виду иерархическое построение системы управления. На верхнем уровне иерархии этой системы разрабатываются государственные федеральные и региональные программы, стратегии и схемы развития электроэнергетики и ее подотраслей, нацеленные на максимизацию социально-экономической эффективности отрасли в рамках топливно-энергетического комплекса (ТЭК), экономики страны и ее регионов. На нижнем уровне системы управления создаются инвестиционные программы и проекты энергокомпаний, отражающие частные интересы многочисленных субъектов хозяйствования, таких как генерирующие, сетевые, сбытовые компании.

Для согласования указанных документов на верхнем и нижнем уровнях и, соответственно, согласования общеотраслевых и общегосударственных интересов с интересами энергокомпаний и обеспечения необходимого ввода мощностей требуется внедрение механизмов развития, призванных разрешать возникающие противоречия в процессе развития электроэнергетической отрасли.

В докладе рассматривается также методология и практика управления развитием электроэнергетики с выявлением проблем и путей их решения для создания системы управления, позволяющей обосновывать и гарантированно реализовывать сбалансированные по времени и месту инновационные и эффективные решения по устойчивому развитию различных сегментов электроэнергетических систем

Благодарности. Работа выполнена в рамках Проекта государственного задания № FWEU-2021-0001 рег. № АААА-А21-121012190027-4 Программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников.

1. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г. Утверждена распоряжением Правительства РФ № 1662-р от 17 ноября 2008 г.
2. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В.Войцеховская, В.А.Савельев и др. Новосибирск: Наука. Сиб. отд. 1980. 240 с.

КЛЮЧЕВЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ И ОЦЕНКА СИТУАЦИИ С ЕЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕМ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

Сендеров С.М.,

Д.т.н., Зам. директора

Пяткова Н.И.,

К.т.н., с.н.с.

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Аннотация. Существующий подход к оценке энергетической безопасности России на федеральном уровне базируется на мониторинге состояния объектов индикативного анализа перечисленных в Доктрине энергетической безопасности России, утвержденной в 2012 г. Проблема данного подхода в том, что важнейшие аспекты отдельных объектов анализа в значительной степени схожи в типе воздействия на работоспособность систем энергетики и их объектов; в отдельных случаях отсутствует прямая взаимосвязь рассматриваемых объектов анализа с ключевой задачей обеспечения защищенности потребителей от угроз дефицита в топливе и энергии. В статье проведен анализ актуальности использования отдельных объектов индикативного анализа, предлагается обоснование корректировки их состава с целью приближения получаемых интегральных оценок к задачам анализа ситуации с обеспечением защищенности потребителей от угроз дефицита в топливе и энергии. Приводится результат оценки ситуации с обеспечением энергетической безопасности России на федеральном уровне по состоянию на 2024 г.

СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ И УГРОЗЫ РАЗВИТИЮ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Стенников Валерий Алексеевич,

*д.т.н., академик РАН, Врио директора, e-mail: sva@isem.irk.ru
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 664033 г. Иркутск*

Головщиков Владимир Олегович,

к.т.н., ст.н.с. АН СССР, главный специалист по электроэнергетическим системам

Осак Алексей Борисович,

Научный сотрудник

Причины современных вызовов и угрозы развитию энергетики России стали формироваться уже в восьмидесятих годах прошлого века. Как известно, две последние пятилетки советского периода по многим показателям в энергетике не были выполнены. При этом сырьевые составляющие топливно-энергетического комплекса (ТЭК), и прежде всего нефтегазовый сектор, в основном сохранили устойчивость своего функционирования. После распада СССР и начала «экономических реформ» в Российской Федерации (РФ) экономическая и социальная ситуация в стране стала критической. В девяностые годы энергетике страны удалось обеспечить приемлемое электро- и теплоснабжение потребителей за счет «заделов» советского периода. Были надежды, что ситуация в энергетике будет постепенно улучшаться с выходом Постановления Правительства РФ №526 (июль 2001 г.) «О реформировании электроэнергетики» и Федерального закона №35-ФЗ (2003 г.) «Об электроэнергетике». Но большинство целей и задач реформы электроэнергетики, которые по смыслу были правильными, не были выполнены полностью, либо хотя бы частично [1,2] и др. Но такая ситуация в явном виде не приводила к угрозам функционированию и развитию энергетики в стране, так как сырьевые отрасли ТЭК обеспечивали существенное наполнение бюджета. Относительная стабильность ситуации поддерживалась также достаточно широким привлечением практически во все сферы энергетики России зарубежного оборудования. Процесс развития энергетики проходил в «вяло текущем режиме», строились некоторые объекты, но в объемах несоизмеримо меньших чем в советское время. Однако при этом этот «процесс» сопровождался модными терминами: цифровизация, умные сети, виртуальные электростанции и т.д. За этот же период большинство отечественных научно-исследовательских и отраслевых институтов энергетического профиля прекратили свое существование. Была утрачена широкая подготовка в ВУЗ-ах и техникумах квалифицированных специалистов энергетического профиля, в том числе и из-за перехода к бакалавриату.

Ситуация с энергетикой в стране кардинально изменилась с 2014 года и особенно после 2022 года после известных событий, хотя и в предыдущие годы влияние внешних условий было достаточно сильным (цены на энергоресурсы, стоимость импортного оборудования, получение технологий и т.д.). Введение многочисленных санкций против РФ привела к появлению новых угроз и рисков и обострению ранее существовавших. Продолжился износ основных фондов при росте цен и тарифов на энергоресурсы в РФ. Практически были потеряны «западные» нефтяные и газовые рынки, полной замены которым «восточными» рынками не произошло. Вывести из кризисного состояния угольную отрасль РФ за счет экспортных поставок на «восточные» рынки

также не удастся. Уход из РФ крупных компаний, имеющих отношение к энергетике (Сиенс, Электрисити дэ Франс, Фортум и т.д.), привело к тому, что газовая и нефтяная отрасли, тепловые электростанции и электротехпром оказались без необходимого оборудования. Усилился разрыв между научно-прикладными разработками, технологиями, а главное их внедрения в производство. Усилился «кадровый дефицит»; важной угрозой стала замена деятельности по организации надежного технологического процесса на бизнес-процесс с его финансовым результатом, однако и он сегодня далек от интересов эффективного функционирования и развития энергосистем. За последние три года из-за некорректного прогнозирования роста электропотребления, большого разрыва установленной, располагаемой и рабочей мощности электростанций, недостаточного электросетевого строительства проявилась острая проблема, связанная дефицитом электрической мощности в различных регионах страны и, прежде всего на юго-востоке Сибири [3]. Ещё несколько лет назад это считалось невозможным в связи с избыточностью генерации. Однако спад промышленного производства, не учет при прогнозировании изменения структуры нагрузок, роста нагрузки майнинга криптовалюты и индивидуального жилищного строительства способствовало появлению дефицита мощности. Все это привело к необходимости развития и изменения принципов построения распределительного электросетевого комплекса. При этом, если развитие и сооружение системообразующих электрических сетей напряжением 110-500 кВ осуществляется согласно утверждаемым схемам и программам развития электроэнергетики (СиПР), то развитие распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже производилось и производится по остатку, поэтому их состояние во многих регионах близко к критическому. В тоже время именно к этим сетям подключено подавляющее большинство потребителей, а их технический уровень не позволяет подключать новых потребителей. Отсутствие конкретных планов по газификации восточных регионов страны по причине невыгодности для Газпрома, не позволяют выполнить программу «чистый воздух», в которую из-за огромных экологических проблем включены многие города этого региона, массово использующие уголь в энергетике, на производстве и в коммунально-бытовой сфере. Перечисленные выше только некоторые вызовы и угрозы могли бы быть существенно минимизированы, если бы к этому процессу было допущено научно-техническое сообщество.

Несмотря на то, что утверждены Генеральная схема размещения объектов энергетики до 2042 года и Энергетическая стратегия России до 2050 года, выполнение этих планов в полном объеме вызывает сомнение по следующим причинам. Рассматриваются только инновационные сценарии, которые не учитывают реальные риски и угрозы. Не просматривается связь с социально-экономическим функционированием и развитием РФ. Отсутствует системная оценка предлагаемых решений (включая SWOT-анализ), что и привело к вышеперечисленным проблемам.

Благодарности и ссылки. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников

1. Стенников В.А., Головщиков В.О. Современные проблемы и пути преобразования электроэнергетики России. Энергетик. 2020. №6. С. 3-9.

2. Гительман Л.Д., Кожевников М.В., Ратников Б.Е. Результаты и перспективы реформ в электроэнергетике. Часть 1. Аналитика, демонстрирующая концептуальные просчеты. Энергетик. 2025. №5. С. 3-9.
3. В.А. Стенников. Развитие энергосистем России в условиях современных вызовов и угроз. Вести в электроэнергетике. №1, 2025. С.4-15.

ШКОЛА СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ЕЁ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ НАУКИ, ГОСУДАРСТВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ

Голомолзин Анатолий Николаевич

к.т.н., советник Президента АО «ЭР-Телеком Холдинг» по взаимодействию с органами власти, действительный государственный советник 2 класса¹

65-летний юбилей СЭИ (Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева) СО РАН и 40-летний юбилей ИНЭИ РАН. Историческая преемственность. 100 лет ГОЭЛРО. 300 лет Евразийской торговле («всегдашний торг» на Великом чайном пути).

Фундаментальные технические, экономические и философские основы. О творческом дерзновении наших предков: они дерзали *быть*, не обнаруживать лишь свое *о чем-то*, а являть *что-то*. Накоплен значительный багаж знаний, в том числе в сфере отечественной научной и философской мысли, которыми должны оперировать не только представители научного и экспертного сообщества.

Философия должна из пассивного умозрительного объяснения сущего стать *активным проектом долженствующего быть, проектом общего дела*.

Идеи всеединства, взаимосвязи рационального и иррационального, познаваемого и непознаваемого и феномен «невидимой руки рынка» и его значение для экономического развития. Философские приложения экономизма в хозяйственной деятельности, понимании, что человек (потребитель) стоит в основе хозяйственных отношений, важности коллективных институтов и системной работы органов государственной власти. Философские основы системного плана развития энергетики (ГОЭЛРО), развития производительных сил и создания ресурсной базы промышленности, органической и ядерной энергетики.

Системные исследования в энергетике. Большие (Единые) энергетические системы. Топливо-энергетический баланс. Технологическая и организационная (народно-хозяйственная, коммерческая) инфраструктура. Вопросы развития ТЭК. Мелентьев Л.А., Макаров А.А., и др. Вопросы функционирования ТЭК. Работы по развитию рыночной экономики и энергетики.

Атомно-водородная энергетика и концепция чистой энергетики. Хемо-термические системы на базе источников на органическом и ядерном топливе и передаче энергии в химически связанном виде. Оценка риска и безопасности: концепция «трёх циклов» и Климатическая повестка (Score 1, 2, 3).

Дух СЭИ. Кадры решают всё: какие кадры, такое и всё. Высшая школа и Научная школа. Учебно-научный производственный комплекс (УНПК), созданный под руководством Хрилёва Л.С. (СЭИ СО РАН) и Попова Е.О. (ИПИ). Миграция научных кадров, переход кадров из науки в бизнес и государственное управление.

Государственное управление и экономика. Антимонопольные органы на острие экономических процессов. 180 и 35 лет антимонопольному законодательству России.

Экономические механизмы реализации Долгосрочных программ развития. Энергостратегия. Транспортная стратегия. Программы структурных реформ. Национальный

¹ Автор начинал работать и защитил диссертацию в СЭИ СО РАН, позднее работал заместителем Министра по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства Российской Федерации, заместителем Руководителя Федеральной антимонопольной службы, первым заместителем Председателя Межгосударственного авиационного комитета, возглавлял Штаб по проведению совместных антимонопольных расследований в СНГ при Межгосударственном совете по антимонопольной политике.

план развития конкуренции. Национальные цели на перспективу до 2035 года. Концепции и Программы формирования общих рынков нефти, газа, электроэнергии, биржевого товарного рынка ЕАЭС.

Дела на рынке электроэнергии, нефтепродуктов, газа, и др. Коммерческая инфраструктура рынков. Рынок электроэнергии: Совет Рынка и Администратор Торговой Системы в электроэнергетике. Рынок нефтепродуктов и газа: Система организованных (биржевых) торгов, Биржевой комитет. Правила недискриминационного доступа. Долгосрочное проконкурентное тарифообразование.

Константы современности: глобализация, изменчивость и гибкость, взаимосвязи реального мира, взаимосвязи реального и виртуального миров. Цифровая трансформация. Устойчивое цифровое развитие (УЦР). Цифровая (умная) экономика, умный свет, умный дом, умный город и др.. Изменения парадигмы развития и функционирования энергетики. Системные наработки прошлого и современные инновационные подходы. Тест на всеединство. Проблематика Искусственного интеллекта в свете философии живой жизни и системного подхода.

Список источников.

1. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике: Элементы теории, направления развития / Л. А. Мелентьев. - 2-изд., перераб. и доп. - Москва: Наука, 1983. - 455 с.
2. Макаров А.А., Мелентьев Л.А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. Новосибирск.- Наука, 1973г.- 275с.
3. Лев Александрович Мелентьев: воспоминания о жизни и деятельности / ред.-сост. А.А.Кошелев; отв. ред. А.А.Макаров, Н.И.Воропай. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. - 348 с. - (Наука Сибири в лицах).
4. Голомолзин А.Н. Познать истину. — Москва : Букстар, 2016. - 863 с.
5. Голомолзин А.Н. «О конкуренции и регулировании: теория, история, практика, перспективы».- М: РГ-Пресс, 2021.- 176с
6. Голомолзин А.Н., Многофакторное исследование перспектив развития систем дальнего теплоснабжения на базе транспорта теплоты в химически связанном состоянии. Автореф. дис. на соиск. учен. степ. к.т.н. — Иркутск, 1992. — 17 с.
7. Методы управления ТЭК и его отраслями в период перехода к рыночным отношениям: Докл. на Всерос. конф. по экон. развитию Сибири, 8–11 июня 1993 г., Новосибирск / [А.Н. Голомолзин, В.И. Зоркальцев, Н.И. Илькевич и др.; Секция «Топлив.-энерг. комплекс»]. — Новосибирск: СО РАН, 1993. — 35 с.
8. Методы анализа и обоснования решений по повышению надежности и безопасности в энергетике / Воропай Н.И., Голомолзин А.Н., Каганович Б.М. и др. // Системные исследования в энергетике в новых социально-экономических условиях. — Новосибирск: Наука. Сиб. изд. фирма РАН, 1995. — С. 64–125.
9. Голомолзин А.Н. Комплексное исследование безопасности энергетического хозяйства страны: методология и результаты статистического анализа // Социальные, техногенные и природные факторы риска в производственной деятельности: Сб. научных трудов. — Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996. — С. 21–30.
10. Голомолзин А.Н. Вопросы применения антимонопольного законодательства в ТЭК // Нефтегаз, энергетика, законодательство, 2001– 2002. — С. 94.

11. Голомолзин А.Н. Энергетическая стратегия России до 2020 г. и проблемы организации конкурентного рынка газа // «Нефть, газ, право», № 6, 2003. — С. 3–9.
12. Голомолзин А.Н. Реформирование естественных монополий и экономический рост // Конкурентная Россия. Метаморфозы конкуренции. Конкурентная политика. Экономический рост.— М.: Изд-во Моск. ун-та, 2004. — С.235–262.
13. Голомолзин А.Н. Правовые и экономические основы и практика применения антимонопольного законодательства в электроэнергетике России: методическое пособие // Российская акад. гос. службы при Президенте Российской Федерации, Ин-т повышения квалификации гос. служащих (ИПК госслужбы), каф. «Гос. регулирование естественных монополий». — М.: ИПК госслужбы, 2007. — 246 с.
14. Голомолзин А.Н., Антимонопольный контроль в сфере электроэнергетики. — М.: ДПК Пресс, 2014. — 586 с.
15. Эволюция антимонопольной политики России: проблемы и перспективы // Вопросы экономики, № 5, 2005.
16. Международная рабочая группа по исследованию вопросов ценообразования на рынках нефти и нефтепродуктов и способах их функционирования: итоги, задачи, стратегия развития / The International Working Group on Investigating Issues on Pricing in the Markets of Oil and Oil Products and Methods of their Functioning: Results, Tasks and Development Strategy. — Москва/Moscow, Вена/Viena. — 2014. — 120 с/р.
17. 石油及其产品价格机制应有新突破 安纳多利·格罗莫金《中国能源报》(2015年05月04日 第07版) / Голомолзин А.Н. Проблемы ценообразования на рынках нефти и нефтепродуктов и пути их решения.- «Жэньминь жибао», май 2015 г./
18. Голомолзин А.Н. Государственная антимонопольная политика в цифровую эру.- Конкуренция и антимонопольное регулирование в Евразийском экономическом союзе.- № 01, 2023.- с.5 -18.
19. Голомолзин А.Н. О сотрудничестве антимонопольных органов на евразийском пространстве в рамках СНГ // Международный опыт анализа состояния конкуренции: антимонопольный контекст / Отв. ред. А.Т. Айтжанов.- Астана: Центр защиты конкуренции, Евразийский альянс антимонопольных экспертов, Antitrust Advisory, 2024.- с.56 – 65.
20. Голомолзин А.Н. Организованные (биржевые) торги и ценовые индикаторы как инструменты эффективных товарных рынков, государственной политики и международного сотрудничества // Антимонопольное регулирование ценообразования на товарных рынках Российской Федерации: монография / Под общей редакцией Д.А. Петрова, С.А. Пузыревского.- Москва: Издательская группа «Юрист», 2024.- с.94 – 108.
21. Golomolzin A.N. Forecasts for the development of the telecommunications industry in 2025–2027 and the transformation of market and government regulation models.- GCCM Magazines, April/May 2025, May/June 2025.
22. Голомолзин А.Н. О прогнозах развития отрасли связи и изменениях модели рынка и модели государственного регулирования.- «Российское конкурентное право и экономика».- 2025. № 2 (42).- с.8 - 25.

23. Голомолзин А.Н. Мы на старте нового роста. Послесловие к Монографии «От телефонии до искусственного интеллекта. Модели регулирования рынка ИКТ». А.В. Рого, Е.Б. Соломатин. – М.: Горячая линия – Телеком, 2025. с. 622 – 628.

РАЗВИТИЕ МЕТОДОЛОГИИ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ С УЧЕТОМ МНОЖЕСТВА ИНТЕРЕСОВ СУБЪЕКТОВ ОТНОШЕНИЙ УЧАСТНИКОВ ПРОЦЕССА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Пеньковский Андрей Владимирович

Кандидат технических наук, старший научный сотрудник,

e-mail: penkoffsky@isem.irk.ru

Стенников Валерий Алексеевич

Доктор технических наук, временно исполняющий обязанности директора,

e-mail: SVA@isem.irk.ru

Хамисов Олег Валерьевич

Доктор физико-математических наук, заведующий отделом прикладной математики,

e-mail: globopt@mail.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Существенные изменения в области организации и управления теплоснабжающими системами (ТСС), произошедшие в период либерализации (реформирования) энергетики Российской Федерации в середине 90-х годов прошлого века радикально изменили ее структуру, состав объектов отношений в процессах их функционирования и развития, и как следствие характер взаимоотношений между субъектами теплоэнергетики. Они заложили начало нового эволюционного этапа их развития, сформировав новый для страны сегмент энергетического комплекса – рынок тепловой энергии как сфера обращения особого товара – тепловой энергии (мощности, теплоносителя) с участием субъектов теплоснабжения и потребителей [1]. Появление множества собственников объектов теплоснабжения значительно усложнили процессы принятия решений в задачах функционирования и развития ТСС. В этих условиях появился новый для этой отрасли класс задач, связанный с поиском компромиссных (рациональных) и /или кооперативных решений (оптимальных стратегий), направленных на решение единой комплексной задачи реконструкции и развития ТСС для удовлетворения перспективного спроса на тепловую энергию (ТЭ) с учетом интересов каждого отдельно рассматриваемого участника рынка ТЭ. В настоящее время вопросы связанные с техническим преобразованием ТСС для рыночных условий хозяйствования, разработкой необходимой методической базы для проектирования ТСС в изменившихся условиях остаются до конца не проработанными для их практического использования.

В этих условиях актуальными становятся вопросы оптимального управления развитием ТСС при наличии множества интересов субъектов отношений, совершенствование моделей организации теплоснабжения потребителей, поиск оптимальных мощностей существующих и новых источников тепла в условиях растущего спроса на ТЭ, включая места их расположения на схеме теплоснабжения, распределение нагрузки между ними и зон (радиусов) действия в процессе их эксплуатации, определение условий конкурентоспособности систем централизованного теплоснабжения с альтернативными видами теплоснабжения потребителей, формирование обоснованной и прозрачной тарифной политики, удовлетворяющей интересам как потребителей так и производителей ТЭ.

Все перечисленные изменения в теплоэнергетическом комплексе страны требуют глубокого пересмотра структуры и содержания задач в области расчета, проектирования, математического моделирования и оптимизации ТСС и развития существующего методического аппарата, моделей и методов выбора решений на основе рационального сочетания рыночных механизмов и государственного регулирования при взросшей неопределенности условий функционирования и особенно их развития, повышенной значимости многокритериальных и компромиссных подходов к обоснованию принимаемых решений. Формализованный учет новых особенностей ТСС в комплексной постановке их преобразования должен позволять вырабатывать обоснованные и в тоже время оптимальные направления их развития, учитывая множество интересов участников процесса теплоснабжения потребителей, типы организационных моделей управления рынками тепловой энергии, физико-технические свойства и ограничения ТСС с учетом приоритетов технологического развития теплоэнергетического комплекса страны.

Для решения поставленных задач в ИСЭМ СО РАН сформулированы организационные модели по управлению функционированием и развитием ТСС для новых экономических отношений между участниками процесса теплоснабжения потребителей, возникающие в процессе производства, передачи и потребления тепловой энергии, характеризующиеся многообразием форм собственности объектов ТСС, множеством интересов субъектов отношений теплового рынка и стратегий развития ТСС. Для поиска оптимальных решений по согласованию интересов всех участников рынка тепловой энергии в задачах функционирования и развития ТСС разработаны методики и алгоритмы сочетающие в себе математические модели и методы теории гидравлических цепей (математическое моделирование объектов (элементов) ТСС), принципы системных исследований в энергетике (рассмотрение ТСС как единого физико-технического объекта исследования «Источники тепла – Тепловые сети – Потребители»), подходов теории игр (выбор рациональных стратегий в кооперативных и некооперативных видах принятий решений).

Учет новых факторов, связанных с наличием множества интересов, в общую методологию системных исследований в теплоснабжении позволил сформулировать новые задачи по функционированию и развитию ТСС, разработать и апробировать на реальной практике методический аппарат поиска рациональных (компромиссных) решений для формирования практических рекомендаций.

Список источников.

Федеральный закон от 27.07.2010 N 190-ФЗ "О теплоснабжении". – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_102975/ (дата обращения 20.07.2025).

Секция 1. Трансформация энергетических систем

CYBER-PHYSICAL STATE ESTIMATION AS A MEANS OF INCREASING SITUATIONAL AWARENESS OF THE SMART GRID OPERATOR

Irina N. Kolosok

D.Sc, leading researcher, e-mail: kolosok@isem.irk.ru

Elena S. Korkina

Ph.D, senior researcher, e-mail: korkina@isem.irk.ru

*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Irkutsk, Russia*

A modern intelligent energy system (SG-Smart Grid) is a complex cyber–physical (CP) object consisting of two closely interconnected subsystems - physical and information and communication (IC or cybernetic). Like any complex dynamic system operating in constantly changing conditions, the IES needs continuous monitoring of the state and dispatching control, which are carried out in dispatch centers (DCs). Although many SG control processes are automated, it is ultimately the operator who keep the system running. In cyber–physical SG, the stable operation of physical facilities depends on the reliability of the associated cybernetic subsystem, and vice versa. Failures in the operation of physical components can negatively affect the reliability of the cyber subsystem, resulting in complex emergency conditions leading to power outages. This situation is one of the reasons for the rizing urgency of increasing situational awareness (SA) of SG dispatching personnel.

Situational awareness is defined as the basis for all decisions and actions taken by people in the operation of complex and dynamic systems, and is actively developing in such critical areas as defense, aviation, the rocket and space industry, cybersecurity, and energy. According to [1], the goal of SA of the power system dispatcher is to understand the current situation and ultimately optimize the management of power grid components, their behavior and performance, as well as to identify, prevent or respond to emerging network problems before failures can occur.

As power systems become larger and more complex, the number and speed of data collection in DC increases, as well as the requirements for faster diagnosis and decision-making by operators, the so-called human cognitive barrier is reached [2], after which information cannot be processed by the operator in a timely and high-quality manner. Expanding SA means overcoming the cognitive barrier with the help of appropriate tools and visualizations, among them the state estimation (SE) procedure. The SE software package calculates the SG current state in real time (RT) for subsequent applications that provide the functions of analyzing and planning modes (the EMS - Energy Management System). An important function of the SE is verification of measurements accuracy, because the appearance of gross errors in measurements can distort the SE results and lead to the operator losing state of the system status and control errors.

To improve the efficiency of the SG dispatcher all tasks solved on the basis of the RT SE place high demands on the speed of the SE algorithms used, their reliability and the quality of the resulting solution. The method of Test Equations (TE) developed at MESI SB RAS meets these requirements [3]. This method has a high speed, allows you to identify gross and systematic errors in measurements before calculating estimates of state parameters, and perform the Linear SE (LSE) based on synchronized phasor data. The TE method can distinguish measurement "jumps" due to failures and cyber attacks

from parameter changes due to state changes, which is especially important when using the SE procedure for the SA dispatcher.

In a cyber-physical system, information distortion can occur not only due to malfunctions and technical failures in data collection systems, as it was previously, but also due to threats arising in the information-communication subsystem, such as incorrect configuration, faulty algorithms or cyber-attacks. In this regard, it is necessary to develop innovative SE methods and verify the reliability of measurements that take into account the interactions between cybernetic and physical subsystems, i.e. cyber-physical approaches to SE [4]. The report examines the development of the TE method for the CP SG operating system in the joint modeling of two subsystems - cybernetic and physical and their interaction.

The main idea of the CP approach to the SE procedure is as follows:

1. The CPS is decomposed into two subsystems – physical and cybernetic. The physical subsystem includes technological equipment and sensors for measuring operating parameters. The information and communication (cyber) subsystem consists of components designed to collect, process, store, broadcast, and use information. An important component of the cyber subsystem is the intrusion detection system (IDS), designed to detect unauthorized and malicious activity on a computer network or on a separate host. Communication between subsystems is provided using bidirectional data transmission channels, through which measurements of state parameters are transmitted from the physical subsystem to the cyber subsystem, and control commands (effects) generated by the Emergency Control System and the SG dispatcher are transmitted back.
2. The physical subsystem is controlled by dispatching personnel, and the cybernetic subsystem is controlled by the corporate network (CN) system administrator.
3. Further, the physical subsystem is modeled by an electrical network, and the cybernetic by a communication network. To ensure interaction between these networks, real-time communication is established through certain access points, interfaces, and protocols.
4. At the rate of receipt of measurements in the DC, the power system SE is performed using the TE method with a priori (preliminary) verification of the reliability of the received measurements. As a result of the verification, reliable, erroneous, and groups of doubt (or suspicious) measurements are identified, among which there are erroneous ones, but they cannot be unequivocally determined.
5. At the same time, the security of the CN perimeter is monitored in the cyber subsystem based on data from the sensors or suspicious activity is recorded inside the CN, for example, a sharply increased number of callings to one of the network nodes, overflow transit traffic, etc. As a result, the CN areas adjacent to the site of a possible cyberattack or other negative event are identified. The received information is transmitted to the control center of the physical subsystem.
6. Reduction coefficients are set for measurements of such areas, which are transmitted to the SE block and additionally taken into account in the measurement validation procedure and in calculating the estimated mode.

Thus, the CP SE procedure provides data of the required quality for solving the tasks of managing and monitoring the SG in the face of cyber attacks and is an effective means of supporting decision-making and improving the efficiency of the dispatching personnel of the CP SG.

Funding: This study was carried out within the framework of the state assignment project (No. FWEU-2021-0001) of the program of fundamental research of the Russian Federation for 2021-2030 (Reg. No. AAAA-F21-121012190027-4).

Referencies

1. Anastasia Mavridou and Mauricio Papa. A Situational Awareness Architecture for the Smart Grid. Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences · January 2012
2. Prostejovsky, A. M., Brosinsky, C., Heussen, K., Westermann, D., Kreusel, J., & Marinelli, M. (2019). The Future Role of Human Operators in Highly Automated Electric Power Systems. *Electric Power Systems Research*, 175, Article 105883. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.105883>
3. Kolosok, E. Korkina and E. Buchinsky, "The Test Equation Method for Linear State Estimation Based on PMU Data," Proc. of the . PSSC-2014. Wroclaw, 2014 r.
4. I.Zografopoulos, J.Zhao, A.Jahromi, A.Chawla, B.Nguyen, B.Siqi, C.Li, F.Teng, G.Preetham, J.Ospina, Mohd. A.Aftab, M.Arani, P.Moutis, O. Sen, P.Ge, Q.Guo, S.Sahoo, S.Lakshminarayana, T.Vu, Z.Wang. Cyber-Physical. Interdependence for Power System Operation and Control //IEEE Trans. on Smart Grid, 2025. DOI 10.1109/TSG.2025.3538012

ОЦЕНКА РЫНОЧНОЙ ВЛАСТИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ РОССИИ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА ПЕРИОД 2012-2023 ГГ.

Н.И. Айзенберг

*к.э.н., доцент, с.н.с. Института систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН (Иркутск)
ORCID 0000-0003-1095-0803, E-mail: zen@isem.irk.ru*

С.А. Дзюба

*д.э.н., проф. Школы экономики и менеджмента Дальневосточного федерального
университета (Владивосток) ORCID 0000-0001-9651-3158, E-mail: dziuba.sa@dvfu.ru*

По результатам реформы электроэнергетики России 2000-х годов сформирован российский рынок электроэнергии, где в сфере производства действуют крупные генерирующие компании. Олигополистические отношения способны снизить общественную эффективность рыночного механизма. Задача выявления признаков проявления рыночной власти не имеет однозначного и общепринятого решения. В настоящем докладе предлагается разработанный авторами подход к её решению, основанный на анализе многолетней динамики топливных издержек и связанных показателей. Он позволяет утверждать наличие признаков рыночной власти для компаний, обеспечивающих около четверти генерации электроэнергии. При этом замеченные проявления не связаны с размером компаний, наличием или отсутствием когенерации. Выявлена общая тенденция к снижению проявления рыночной власти компаний за последние несколько лет. Кроме того, отмечено падение конкурентоспособности компаний, владеющих генерирующими мощностями, специализирующимися только на электроэнергии, по сравнению с компаниями с когенерирующими мощностями, что скорее всего является следствием специфической структуры российского рынка электроэнергии и тепла.

Благодарности: работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНТЕГРАЦИИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 6-10 кВ С УЧЕТОМ ТЕХНИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ

Коновалова Д. А.

аспирант, darya.shagdyr@mail.ru

Коновалов И. А.

аспирант, ik.2400@mail.ru

*Иркутский исследовательский национальный технический университет,
Иркутская область г. Иркутск*

Интеграция фотоэлектрических систем в распределительные сети 6-10 кВ является актуальным направлением в настоящее время, однако стоит учитывать, что данные решения создают значительные вызовы и требуют нового подхода к обеспечению безопасной и стабильной работы энергосистемы.

В статье проведен анализ технических аспектов внедрения ФЭС в распределительные сети до 10 кВ, а также представлен расчетная часть оценки эффективности их применения.

Основной целевой функцией данной работы является оценка эффективности интеграции ФЭС в распределительные сети 6-10 кВ, при условии влияния различных технических аспектов и ограничений со стороны надежности и качества электроснабжения.

В данной статье производится анализ исследований российских и зарубежных авторов, направленные на анализ технических аспектов применения ФЭС в распределительных сети 6-10 кВ. К примеру, в статье [1] исследуются технические проблемы, которые возникли при интеграции солнечной электростанции мощностью 10 МВт в распределительную сеть 11 кВ в Пакистане. Исследование [2] представляет собой подробный анализ управления энергопотреблением фотоэлектрической системы, подключенной к трехфазной электрической сети переменного тока. В работе [3] исследуется влияние способов регулирования реактивной мощности возобновляемых источников энергии на динамический спрос, реактивную и активную мощность, а также изменение уровня напряжения.

Третья глава данной статьи представляет собой расчетную часть оценки эффективности интеграции ФЭС в распределительную сеть 10 кВ.

Ключевым показателем, исходя из которого были сформированы выводы о целесообразности внедрения ФЭС, является изменение коэффициента загрузки трансформаторов на распределительной подстанции 10 кВ. В рамках исследования была рассмотрена тестовая схема распределительной сети 10 кВ, с учетом установки солнечных панелей.

Были проанализированы ключевые показатели и сформирован ряд выводов об эффективности интеграции ФЭС в рассматриваемую распределительную сеть 10 кВ с учетом влияния различных технических аспектов.

Список источников

25. Azhar U., Ilyas A., Shen W., Korki M. Feasibility Study of Integrating Photovoltaic Generation Power Plant into a Distribution Network in Pakistan. 2021 31st Australasian

- Universities Power Engineering Conference (AUPEC), IEEE, 2021. 10.1109/AUPEC52110.2021.9597810
26. Amira L., Tahar B., Abdelkrim M. Energy Management and Control of a Photovoltaic System Connected to the Electrical Network. 2020 17th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), IEEE, 2020. 10.1109/SSD49366.2020.9364183
27. Porada S., Moser A. Dynamic Behavior of Active Distribution Networks. 2021 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), IEEE, 2021. 10.1109/UPEC50034.2021.9548252

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКОВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УЧЕТА ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ВИНОВНИКОВ ХИЩЕНИЙ ЭНЕРГИИ В НИЗКОВОЛЬТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Болоев Евгений Викторович

Канд. техн. наук, ст. науч. сотр., e-mail: boloev@isem.irk.ru

Голуб Ирина Ивановна

Д-р. техн. наук, вед. науч. сотр., e-mail: golub@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Хищения энергии обусловлены противоправными действиями недобросовестных потребителей-мошенников, которые различными способами добиваются подлога с занижением электропотребления в протоколах измерений, передаваемых со счетчиков в информационно-измерительный комплекс (ИВК) интеллектуальной системы учета электроэнергии (ИСУЭ), что приводит к уменьшению выставляемых им счетов на оплату электроэнергии. Для этого мошенники подключают часть своих электроприемников непосредственно к низковольтной распределительной сети (РС) помимо счетчиков, вносят изменения в устройство или схему счетчиков, добиваясь снижения показаний электропотребления, блокируют работу счетчиков. Кроме физического вмешательства со стороны мошенников возможны кибератаки с перепрограммированием счетчика, с подменой настоящих протоколов измерений на фальсифицированные при передаче по каналам связи со счетчиков в ИВК, с подлогом показаний непосредственно в ИВК. Не выявленные хищения электроэнергии входят в состав фактических потерь РС, за которые платит электросетевая компания, покупая электроэнергию на рынке, тем самым неся финансовые убытки.

В работе демонстрируются, как сотрудники службы транспорта электроэнергии электросетевой компании, не выходя из своего рабочего кабинета по измерениям счетчиков ИСУЭ, могут идентифицировать фазы подключения счетчиков к РС, рассчитывать фактические, технические и коммерческие потери, выявлять потребителей-мошенников, виновных в хищениях энергии, проверять потребителей на совершение эпизодических хищений энергии, осуществлять поиск мест хищений энергии в РС.

Кроме традиционной функции учета электроэнергии в счетчиках реализованы возможности измерений по фазам нагрузок и напряжений, их профилирования с интервалами осреднения от одной до 60 минут и передачи в ИВК. Собранные со счетчиков профили нагрузок и напряжений могут использоваться для выявления безучетного и бездоговорного потребления энергии в РС – хищений электроэнергии. При расчете потерь существенную информационную поддержку, кроме счетчиков потребителей, оказывают балансные счетчики, устанавливаемые на трансформаторных подстанциях (ТП). Решения демонстрируются на реальной РС к которой подключены 7 трехфазных и 18 однофазных потребителей с использованием 30 минутных профилей февраля. Чтобы оценить эффективность обнаружения мошенничества, на данных февраля были смоделированы ситуации кражи электроэнергии потребителями.

При установке балансного счетчика на ТП его фазы подключаются в соответствии с цветовой маркировке шин: *A* к желтой шине, *B* – зеленой, а *C* – красной. Фаза подключения счетчика потребителя определяется путем попарной проверки согласованности измеренных одновременно в течение расчетного периода напряжений счетчиком потребителя и балансным

счетчиком по максимальному значению коэффициента корреляции [1].

После фазировки счетчиков всех потребителей сети рассчитываются по фазам:

- фактические потери из баланса мощностей в РС, как разница между мощностями поступившей в сеть и отданной из сети;
- технические потери методом адресности из баланса мощностей, как разница между мощностью переданной потребителям из ТП и мощностью потребителей [2];
- коммерческие потери путем вычитания технических потерь из фактических потерь.

Коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, гораздо сильнее связаны с нагрузками потребителей-мошенников, чем честных потребителей. Для выявления потребителей-мошенников предлагается использовать коэффициенты корреляции между векторами коммерческих потерь и нагрузок потребителей названный коэффициентом хищения [3]. Максимальные значения коэффициентов хищения близкие к 1 указывают на потребителей-мошенников.

Для выявления потребителей, потенциально причастных к эпизодическим хищениям электроэнергии, строятся диаграммы рассеивания путем нанесения точек на плоскости с ординатой, равной коммерческим потерям и абсциссой равной нагрузкам потребителей. В случае эпизодических хищений электроэнергии диаграмма рассеивания будет представлять собой изолированные друг от друга облака. Разделить облака на диаграмме можно с помощью кластеризации. Точки, формирующие на диаграмме скошенные облака, соответствуют эпизодам хищения энергии потребителем-мошенником.

Для локализации мест хищений энергии необходимо знать топологию РС. По измерениям счетчиков рассчитываются потери напряжения и токи на участках сети с помощью двух формул вперед от ТП и назад от конечного потребителя. Метод, основанный на корреляции токов и потерь напряжения на участках РС, позволяет безошибочно локализовать места бездоговорного потребления. Участок подключения потребителя-мошенника определяется по равенству этих коэффициентов корреляции.

Ссылка на проект: Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников

1. Голуб И.И., Кузькина Я.И. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24 (1). С. 135-144.
2. Стенников В.А. Анализ особенностей расчета потокораспределения и потерь мощности реальной распределительной сети низкого напряжения по измерениям интеллектуальных счетчиков / В.А. Стенников, И.И. Голуб, Е.В. Болоев [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2022. Т.72. №3. С. 22-31.
3. Стенников В.А. Использование измерений интеллектуальных счетчиков для установления виновных в неучтенном потреблении электроэнергии / В.А. Стенников, И.И. Голуб, Е.В. Болоев [и др.] // Энергетик. 2024. № 4. С. 3-13.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЕ ПРЕДИКТИВНЫЕ МОДЕЛИ ДЛЯ МНОГОРЕЖИМНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Кушнарев Владислав Николаевич

М.н.с., e-mail: grand_yarl@mail.ru

Бахтадзе Наталья Николаевна

Д.т.н., профессор, e-mail: sung7@yandex.ru

Институт проблем управления РАН,

Россия, 117997, Москва ул. Профсоюзная, д. 65

Черешко Алексей Анатольевич

К.т.н., с.н.с, e-mail: chereshkoalex@gmail.com

Широкий класс технологических процессов характеризуется повторяющимися во времени значениями/диапазонами динамических показателей. Такие фазы работы обычно называют *режимами* технологического процесса. Особенно это актуально для мелко- и среднесерийных производств, когда режим может изменяться от партии к партии. Также смена режима может быть вызвана изменениями условий технологического процесса, например: сменой поставщика сырья, износом и заменой оборудования, сезонными изменениями внешних условий. Основной сложностью при идентификации многорежимных процессов является постоянная необходимость перенастраивать модель в соответствии с текущим режимом. К тому же, довольно часто отсутствует четкий критерий, по которому можно различать режимы процесса. В данной работе представлен метод идентификации многорежимных технологических процессов на основе оценки плотности совместного распределения входов X (признаков) и выходов Y (целевых значений) технологического процесса в соответствии с ассоциативным критерием [1].

Предложен подход, в рамках которого осуществляется «разделение данных процесса». «Разделение данных» состоит в оценивании сложного совместного распределения $p(z) = p(X, Y)$ как взвешенной суммы ряда простых (базовых) распределений $p_k(z) = p_k(X, Y)$:

$$p(X, Y) = \sum_{k=0}^K \omega_k p_k(X, Y | \theta_k), \quad (1)$$

где X – входы модели, Y – выходы модели, ω_k – весовой коэффициент базового распределения, θ_k – параметры каждого базового распределения.

В качестве базовых распределений могут быть использованы хорошо известные распределения (нормальное, равномерное, экспоненциальное и т.д.). Для оценки весов ω_k и параметров θ_k базовых распределений используется ЕМ-алгоритм [2].

Каждое базовое распределение соответствует определенному режиму технологического процесса и может рассматриваться отдельно от остальных базовых распределений. Каждое наблюдение $z_i = (X_i, Y_i)$ относится к наиболее вероятному для него режиму. Вероятности принадлежности наблюдения к каждому из режимов исследуемого процесса можно рассчитать по формуле:

$$z_i \rightarrow (P_0, P_1, \dots, P_K), \quad P_m = \frac{\omega_m p(X_i, Y_i | \theta_m)}{\sum_{k=0}^K \omega_k p(X_i, Y_i | \theta_k)}, \quad (2)$$

Для каждого режима проводится корреляционный анализ переменных и выявляются наиболее значимые для построения модели признаки. Отбор наиболее информативных признаков можно проводить: «оберточными» методами (Wrappers) [3], методами фильтрации [4] или вложенными методами [5]. Отбор признаков представляет собой задачу комбинаторной оптимизации, поэтому возможно применение метода ветвей и границ [6] и генетического алгоритма [7]. После отбора релевантных признаков производится обучение модели для определенного режима. Общая схема процесса обучения показана на рисунке 1.

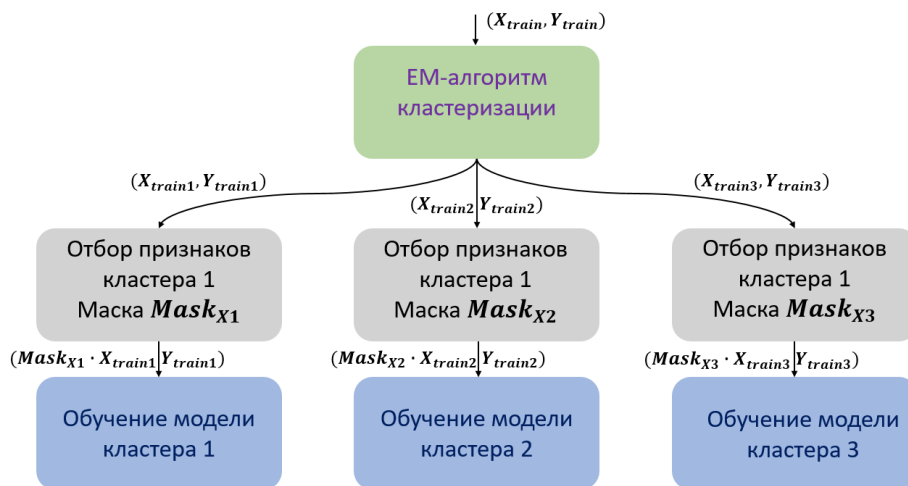


Рис. 1. Диаграмма обучения модели.

Предложенный подход можно считать методом ансамблирования моделей. В отличие от традиционных подходов к смешению моделей (стэкинг, бэггинг, случайные леса, бустинг), данный алгоритм разделяет условия использования базовых моделей. Каждая модель актуальна лишь в пределах своего режима, характеризуемого определенным базовым распределением. Для определения номера применяемой для данного режима предиктивной модели, используется классификатор, который обучается на основе результатов вероятностной кластеризации.

В статье представлены результаты применения разработанного авторами алгоритма для идентификации процесса стабилизации катализата в ходе каталитического риформинга. Основная цель риформинга – повышение октанового числа нефтесодержащей фракции. В блоке стабилизации происходит отделение фракции стабильного катализата, который является компонентой автомобильных бензинов. Одним из контролируемых параметров процесса является процент содержания бензола в конечном продукте. Из-за постоянной смены источника нефтесодержащей фракции и катализаторов в ректификационных колоннах постоянно приходилось подстраивать классические модели.

Таблица 1. Сравнение значений метрик идентификационных моделей.

Модель	MAE	MSE	R ²
Линейная регрессия	0.807	1.097	0.670
Линейная регрессия (Lasso)	0.793	1.075	0.666
Линейная регрессия (Ridge)	0.807	1.098	0.670
Логарифмическая регрессия	0.698	1.014	0.697
Метод К ближайших соседей	0.461	0.275	0.907
Дерево решений	0.576	0.676	0.821

Случайный лес	0.429	0.139	0.932
Градиентный бустинг	0.440	0.261	0.927
Многослойный перцептрон	0.522	0.345	0.890
Многорежимная ассоциативная регрессия	0.411	0.112	0.951

Были исследованы различные известные идентификационные модели. Сравнительный анализ метрик качества полученных моделей приведен в таблице 1. Полученные результаты свидетельствуют о более высокой точности работы модели ассоциативного поиска для многорежимного процесса. По сравнению с классическими методами ансамблирования, предложенный алгоритм позволяет учитывать особенности каждого режима.

Список источников.

1. Bachtadze N., Lototsky V., Maximov E., Pavlov B. Associative Search Models in Industrial systems // IFAC Intern. Workshops Intelligent Assembly and Disassembly (IAD'07) & Intelligent Manufacturing Systems (IMS'07). — Alicante, Spain, 2007. — Vol. 1. — P. 120 — 12
2. Dempster, A.P.; Laird, N.M.; Rubin, D.B. “Maximum Likelihood from In-complete Data via the EM Algorithm.” Journal of the Royal Statistical Society, 1977, Series B. 39 (1): 1-38. JSTOR 2984875. MR 0501537.
3. George H. John Ron Kohavi. Wrappers for feature subset selection. Artificial Intelligence, 97:273–324, 1997.
4. P. Scheuermann M. Dash, K. Choi and H. Liu. Feature selection for clustering-a filter solution. Proc. Second Intl Conf. Data Mining, pages 115–122, 2002.
5. R. Tibshirani. Regression shrinkage and selection via the lasso. Statist. Soc. (B), 58:267–288, 1996.
6. P.M. Narendra and K. Fukunaga. A branch and bound algorithm for feature subset selection. IEEE Trans. Computer, 26, no. 9:917–922, Sept. 1977.
7. Babatunde, Oluleye & Armstrong, Leisa & Leng, J. & Diepeveen, Dean. (2014). A Genetic Algorithm-Based Feature Selection. International Journal of Electronics Communication and Computer Engineering. 5. 889-905.

МЕТОД ВОССТАНОВЛЕНИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ НА ОСНОВЕ ГРАФОВЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Томин Н.В.¹, Куликов А.Л.², Гурина Л.А.³

¹Кандидат технических наук, заведующий лабораторией управления функционированием электроэнергетических систем, *tomin.nv@gmail.com*

Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия.

²Доктор технических наук, профессор кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника», *inventor61@mail.ru*

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород, Россия.

³Кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории управления функционированием электроэнергетических систем, *gurina@isem.sei.ru*

Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия.

Статья посвящена разработке нового метода послеаварийной реконфигурации распределительных электрических сетей с энергорайонами, содержащими распределённые энергоресурсы (РЭР). Такие энергорайоны, являясь неотъемлемой частью современных распределительных сетей, существенно усложняют процессы восстановления после аварий из-за изменчивости режимов работы и необходимости координации множества распределённых объектов [1]. Вопросы послеаварийного восстановления распределительной сети систематически исследуются с 1990-х гг. [2]. Известные в этой области исследования основаны на методах теории графов и комбинаторной математики [3], на использовании базы знаний, формируемой путем моделирования множества конфигураций и режимов работы распределительной сети вне реального времени [4, 5] и др.

Нами предложен метод послеаварийной реконфигурации для восстановления режимов энергорайонов с РЭР, основанный на сочетании графовых нейронных сетей ГНС и обучения с подкреплением, который органично объединяет преимущества традиционных подходов теории графов, комбинаторной математики и современных методов машинного обучения. В основе метода лежит инновационное применение ГНС, способных анализировать сложную топологию распределительной сети и входящих в неё энергорайонов с РЭР, учитывая при этом динамические изменения режимов работы и взаимосвязи между различными элементами системы. Особенностью подхода является специально разработанная методика обучения ГНС на расширенной базе данных, содержащей множество смоделированных сценариев, включающих как нормальные режимы работы, так и различные аварийные ситуации - отказы оборудования, вероятностные возмущения, ненормативные изменения параметров сети и комбинации этих факторов. Интеграция с алгоритмом DQN позволяет создавать адаптивную систему принятия решений, которая не только анализирует текущее состояние сети, но и прогнозирует последствия потенциальных управляющих воздействий, выбирая оптимальную последовательность переключений коммутационных аппаратов (КА) для восстановления нормального режима работы с учетом всех значимых критериев - надежности, качества электроэнергии и энергоэффективности. Ключевым преимуществом подхода является его

способность учитывать многокритериальные ограничения, включая минимизацию времени восстановления, снижение потерь мощности и соблюдение нормативных уровней напряжения.

Табл. 1. Сравнение характеристик сети при исходной и оптимизированной (метод DQN–ГНС) топологиях

№	Метрики	Топология электрической сети	
		Исходная	Оптимизированная методом на основе ГНС
1	Интегральный показатель надёжности $R(s_t)$, %	47.79	64.99
2	Среднее отклонение напряжения, ΔU_{cp} , %	3.70	2.46
3	Максимальное отклонение напряжения, ΔU_{max} , %	5.62	3.18
4	Потери активной мощности, P_{loss} , МВт	0.1815	0.1450

Экспериментальные исследования, проведенные на примере тестовой модели энергорайона с разнородными РЭР, показали высокую эффективность метода в отношении восстановления режима работы сети после возмущений и отказов. При среднем коэффициенте готовности оборудования 0.9998 метод DQN на основе ГНС позволил повысить надежность сети с 47.79% до 64.99%, что соответствует улучшению на 17.19% всего за 3 переключения КА. Была достигнуто существенное повышение режимной надежности схемы за минимальное количество коммутаций выключателей. При этом метод демонстрирует вычислительную эффективность, находя решения, эквивалентные результатам полного перебора, но без экспоненциального роста вычислительной сложности.

Список источников.

1. Илюшин П.В., Куликов А.Л. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией: монография / Рец.: В.Ф. Лачугин, Б.В. Папков, В.А. Шуин. Нижний Новгород: Нижегород. ин-т упр. - фил. РАНХиГС, 2019. 364 с.
2. Воевода А.И., Воропай Н.И., Кроль А.М. и др. Восстановление электроэнергетических систем после крупных аварий // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1991, №1. – С. 16-27.
3. Карпова Е.В., Голуб И.И. Послеаварийная реконфигурация распределительной сети как способ восстановления электроснабжения потребителей // iPolytech Journal. 2023;27(1):74-82. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2023-1-74-82>
4. A. Kashtanov, E. Glende and M. Wolter, "Application of graph theory as a tool for reconfiguration of the distribution network," 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Novi Sad, Serbia, 2022, pp. 1-5
5. Успенский М. И. Методы восстановления электроснабжения в распределительных сетях: монография / М. И. Успенский, И. В. Кызродев ; отв. ред. А. В. Булычев ; РАН, УрО, Коми науч. центр, Ин-т соц.-экон. и энергет. проблем Севера. - Сыктывкар, 2010. – 120

ПОДХОДЫ К ПЛАНИРОВАНИЮ И УПРАВЛЕНИЮ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ В УСЛОВИЯХ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ ДЕФИЦИТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Осак Алексей Борисович, Бузина Елена Яковлевна

Зав. сектором, научный сотрудник, e-mail: osakalexey@mail.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск

В энергосистеме Иркутской области в ОЗП 2023/2024 достигнут исторический максимум потребления на уровне 10 168 МВт (исторический максимум советского периода в 1989 г. – 8 664 МВт). С 2020 года прирост максимума потребляемой мощности составил 1 842 МВт (на 22%), а прирост потребления электроэнергии – 15 849 млн.кВт*ч (на 28%), достигнув в 2024 году 71 830 млн.кВт*ч [1].

Юго-Восточная часть ОЭС Сибири (южная часть Иркутской, Бурятской и Забайкальской энергосистем) начиная с СиПР ЭЭС 2023-2028 и по настоящее время, отнесена к территории с непокрываемым дефицитом электрической мощности, который в соответствии с СиПР ЭЭС 2025-2030 [1] к 2030 году может достигнуть в нормальной схеме с учетом аварийности 2 480 МВт. Для его покрытия в рамках КОМ НГО выполняется строительство нескольких новых энергоблоков на тепловых электростанциях. Ожидается дополнительный отбор в рамках КОМ НГО, а также масштабное строительство магистральных электрических сетей (возможно линий постоянного тока). Одновременно в рамках обсуждения проекта «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года» (ныне уже принятой [2]) со стороны Минэнерго России озвучивалась проблема потребности огромной величины инвестиционных средств с неясным источником их наполнения [3].

Основные причины интенсивного роста в Иркутской области:

- Появление новых промышленных и транспортных объектов.
- Значительный рост нагрузки на электроотопление в ИЖС, не охваченном газоснабжением и централизованным теплоснабжением.
- Появление нового потребителя электроэнергии – ЦОД для майнинговой деятельности.

Одновременно с этим начались систематические проблемы с технологическим присоединением новых потребителей, в т.ч. социально и экономически важных. Многие центры питания 110 – 500 кВ являются «закрытыми центрами питания», т.е. отсутствует техническая возможность технологического присоединения потребителей на общих условиях, поэтому технологическое присоединение любых новых потребителей, за исключением отдельных льготных категорий, возможно только по индивидуальным проектам. Стоимость присоединения становится очень высокой (часто предлагается построить новую ПС 110 или даже 220 кВ), а за счет наличия опосредованных мероприятий в электрических сетях 110 – 500 кВ сроки реализации достигают 5 лет и даже более. В таких условиях ныне действующий принцип «недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии» сводится к другому принципу «кто первый – тот успел, кто не успел – тот опоздал», т.е. к прямой дискриминации тех, у кого потребность в электроэнергии возникла позже. В связи с ростом нагрузок в распределительных электрических сетях происходит резкое снижение надежности электроснабжения потребителей вследствие роста аварийности в распределительных сетях. Ряд электросетевых компаний пытались ограничить рост нагрузки за счет затягивания сроков

подключения бытовых потребителей, в результате чего было возбуждено уголовное дело. При этом к концу 1 кв. 2025 года еще не все бытовые потребители Иркутской области, подавшие заявки на технологическое присоединение, подключены к электрическим сетям.

Помимо дефицита электрической мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири, действующей СиПР ЭЭС 2025-2030 [1] обозначены проблемы дефицита электроэнергии в ОЭС Востока, дефицита мощности в ОЭС Юга и Московской энергосистеме, а также ряде изолированных энергосистем России.

Таким образом, традиционный подход для решения вышеобозначенных проблем с дефицитом электрической энергии и мощности – это ускоренное строительство новых генерирующих и электросетевых объектов, для чего требуются существенные инвестиционные средства с неопределенным источником их покрытия, что приведет к заметному росту стоимости электроэнергии. Другой подход – многолетний запрет на определенные виды деятельности (майнинг), что противоречит действиям по легализации майнинга, в т.ч. налогообложению данного вида деятельности. Несколько странным является подход, когда в цифровом 21-м веке отказывают потребителям в технологическом присоединении или на несколько лет отключают от электроснабжения целые отрасли.

В этих условиях предлагается рассмотреть новые организационные и технические подходы, гармонизирующие вышеописанные проблемы и противоречия. Предлагается при разработке перспективных прогнозных балансов электрической энергии и мощности своевременно учитывать неудовлетворенный и отложенный спрос, для своевременного принятия управленческих решений. В том числе определять дополнительные показатели надежности с учетом объемов неудовлетворенного спроса. Также предлагается снижать величины пикового потребления и выравнивания графика нагрузки за счет ценозависимого управления спросом на электрическую энергию и мощность за счет развития НТД в области электроснабжения, технологического присоединения и совершенствования системы оплаты за электроэнергию и мощность, в т.ч. на уровне коммунально-бытовых потребителей.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0001 программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2025 гг. Регистрационный номер: АААА-А21-121012190027-4.

Список источников.

6. Приказ Минэнерго России № 2328 от 29.11.2024 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы».
7. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 4153-р от 30.12.2024 «Об утверждении Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года».
8. Артемов М. В Минэнерго указали на нехватку источников инвестиций для развития генерации // Сайт «Парламентская газета» 17.12.2024. URL: <https://www.pnp.ru/economics/v-minenergo-ukazali-na-nekhvatku-istochnikov-investiciy-dlya-razvitiya-generacii.html> (дата обращения: 31.05.2025).

MANAGEMENT STRATEGIES FOR INDUSTRIAL AND COMMERCIAL MICROGRIDS

Darya V. Kovalchuk¹, Anna M. Glazunova²

¹*Lead Engineer – Group Leader of the Relay Protection and Automation Service at the Irkutsk Hydroelectric Power Station branch of EN+ HYDRO LLC, e-mail: dar.amosova@mail.ru*

²*Dr.Sci. (Eng.), Senior Researcher, e-mail: glazunova@isem.irk.ru*

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Lermontov str., 130, Irkutsk, Russia, 664033

Introduction

The focus of global energy policy is increasingly shifting towards the development of distributed generation (DG) [1] and commercial and industrial (C&I) microgrid (C&I Microgrid) technologies [2]. These advances reduce dependence on centralized generation while increasing the reliability and flexibility of energy supply to consumers. In addition, the global push to minimize dependence on traditional energy sources (such as coal, gas, and oil) [3] by introducing renewable energy sources (RES) has further fueled interest in RES-based microgrids.

Analysis of Existing Microgrid C&I Management Strategies

Modern management strategies for C&I Microgrids — both in Russia and abroad — are based on the integration of advanced digital solutions. Several key approaches are used to optimize energy management systems (EMS) in C&I Microgrids, including: classical methods [4], metaheuristic methods [5], methods based on processing stochastic variables [6], methods for modeling control systems based on predictive control [7], artificial intelligence methods [8], multi- agent systems [9].

Developed C&I Microgrid control strategy

The study developed an optimal management strategy for a C&I microgrid, where electricity is generated exclusively by wind and solar power plants. Optimal management of a C&I microgrid is defined as ensuring uninterrupted power supply to the C&I microgrid facilities at minimum costs. Here, “costs” refer to power supply interruptions and disruptions in the comfort of active consumers.

The optimal management strategy for a C&I microgrid aims to:

- Minimize deviations between actual and planned electricity consumption.
- Maintain the power flow from the power system within specified limits.

These objectives are achieved by:

- Day-ahead load shifting, accounting for energy storage system resources.
- Real-time load regulation, accounting for energy storage system resources.

To effectively perform load shifting and regulation, the following tasks must be performed accurately and in a timely manner:

1. Analysis of the planned daily power flow schedule from the grid and analysis of the forecasted operating points for a given snapshot.
2. Offline calculation and implementation of control actions to adjust the day-ahead load schedules, ensuring:

- Power balance in the C&I microgrid.
 - Maintaining the specified power flow from the grid.
3. Online calculation and implementation of control actions to adjust the forecasted operating points, maintaining:
- Microgrid power balance.
 - Stable power flow from the grid.

Case Study

The developed strategy was applied to ensure optimal control of the C&I Microgrid, [10] which is represented by a 6-node diagram, where nodes 1 and 2 denote the wind and solar stations, respectively, nodes 3 and 4 denote the loads, node 5 is the battery. The power flow from the C&I Microgrid is represented by an injection in node 6.

Conclusion

This paper reviews existing C&I Microgrid management strategies, provides examples of C&I Microgrid implementation, and presents an optimal C&I Microgrid management strategy developed by the authors. The proposed strategy aims to ensure sustainable and efficient operation of C&I Microgrid based solely on wind and solar energy generation.

Acknowledgment. This work was carried out under the State Assignment Project (No. FWEU- 2021-0001) of the Fundamental Research Program of the Russian Federation 2021–2030.

Список литературы

1. Talha Bin Nadeem, Mubashir Siddiqui, Muhammad Khalid, Muhammad Asif, «Distributed energy systems: A review of classification, technologies, applications, and policies,» Energy Strategy Reviews, т. 48, № July, p. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101096>, 2023.
2. «Microgrids for commercial and industrial companies,» 12 2023. [В Интернете]. Available: <https://www.wbcsd.org/wp-content/uploads/2023/12/Microgrids-for-commercial-and-industrial-companies.pdf>. [Дата обращения: 26 06 2025].
3. «Global Energy Trends–2024 Edition//Enerdata. 2024» в <https://www.climate-chance.org/en/library/enerdata-global-energy-trends-2024>.
4. Geidl M., Andersson G, « Optimal power flow of multiple energy carriers,» IEEE Transactions on Power Systems., т. 22, № 1, pp. 145-155, DOI : 10.1109/TPWRS.2006.888988, 2007.
5. Sobti R., Anjaneyulu M. , «Hybrid Renewable Energy Microgrids: A Genetic Algorithm Approach to System Design,» в MATEC Web of Conferences, DOI : 10.1051/mateconf/202439201182, 2025.
6. Aatabe M., Abbadi R.E., Vargas A.N., Bouzid A.E.M., Bawayan H., Mossad M.I., «Stochastic Energy Management Strategy for Autonomous PV–Microgrid Under Unpredictable Load Consumption,» IEEE Access, т. 12, № DOI : 10.1109/ACCESS.2024.3414297, pp. 84401-84419, 2024.
7. Zhang Z., Wang J., Wang J., Cu, Y., «A hybrid model based on convolutional neural networks and long short- term memory for wind power forecasting,» Renewable Energy, т. 136, pp. 564-574, 2018.
8. Kong W., Dong Z.Y., Jia Y., Hill D.J., Xu Y., Zhang, Y., «Short-term residential load forecasting based on LSTM recurrent neural network,» IEEE Transactions on Smart Grid, т. 10, № 1, pp. 841-851. DOI : 10.1109/TSG.2017.2753802., 2017.

9. Kim H.S.; Hong J.; Lee S.J., «Robust Cyber Infrastructure for Cyber Attack Enabling Resilient Distribution System,» в Resiliency of Power Distribution Systems, Wiley: New York, NY, USA., 2023, pp. 231–259, DOI: 10.1002/9781119418689.ch10.
10. Glazunova A. , Kovalchuk D. , Tomin N. , Iskakov A. s, «Design of daily load profiles in commercial and industrial microgrids based on renewable energy source» *IFAC-PapersOnLine*. DOI:10.1016/j.ifacol.2024.07.494, т. 58, № 13, pp. P.272-277., 2024.

БИЗНЕС-МАЙНИНГ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА РАЗВИТИЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Попова Екатерина Валерьевна

к.т.н., м.н.с., e-mail: elen@isem.irk.ru,

Томин Никита Викторович

к.т.н., с.н.с., e-mail: tomin.nv@gmail.com,

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Развитие бизнес-майнинга в Иркутской области стало одним из ключевых факторов роста потребления электроэнергии, создавая как экономические возможности, так и серьёзные вызовы для энергетической инфраструктуры региона. Интерес авторов к данной теме обусловлен необходимостью поиска баланса между экономическими выгодами от майнинга и устойчивостью энергетической инфраструктуры региона. Цель исследования — провести технико-экономическую оценку развития майнинга в Иркутской области и предложить меры для его устойчивого регулирования. Задачи включают анализ текущего состояния майнинга в целом, определении различий между бытовым и промышленным майнингом, оценку их влияния на энергосистему и разработку рекомендаций по их выявлению и оптимизации. Исследование основано на анализе статистических данных местных энергокомпаний, а также научных материалов экспертного сообщества в региональном разрезе исследуемой проблемы. Результаты проведённого исследования показывают необходимость сбалансированного подхода, сочетающего стимулирование легального майнинга к работе в качестве просьюмеров и организации собственных майнинг-микрогридов, а нелегальных – к регистрации деятельности и заключению усовершенствованных индивидуальных договоров на электроснабжение. Предложенные для регулирования майнинга меры, включая введение дифференцированных тарифов, создание микрогридов с ВИЭ и привлечение майнеров к регулированию графика нагрузки, позволят снизить пиковую нагрузку на морально и физически устаревшую инфраструктуру региональной энергосистемы и одновременно повысить ее доходы от майнинга криптовалют.

Благодарность. Статья подготовлена в рамках проекта государственного задания «Теоретические основы, модели и методы управления развитием и функционированием интеллектуальных электроэнергетических систем», номер темы: FWEU-2021-0001 (регистрационный номер: АААА-А21-121012190027-4).

МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ИХ РЕШЕНИЕ

Стенников Валерий Алексеевич,

д.т.н., академик РАН, Врио директора, e-mail: sva@isem.irk.ru

Головщиков Владимир Олегович,

к.т.н., с.н.с. АН СССР, главный специалист по электроэнергетическим системам

Осак Алексей Борисович,

Научный сотрудник

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск

Модель развития электроэнергетики России, как и любая инфраструктурная отрасль, определяется действующей и перспективной моделью социально-экономического и политического развития страны и не может рассматриваться отдельно. Показано, что до настоящего времени в России нет четкого определения такой модели. Предлагается следующее определение: **Комбинированная система, основанная на административных принципах государственного монополизма с элементами конкуренции и частно-государственного партнерства.** При этом последние годы управление функционированием и развитием в основном основано на поручениях руководства страны, обязательных к выполнению. На основании этих поручений формируются национальные проекты, которые практически не опираются на Федеральный закон №172-ФЗ 2014 года «О стратегическом планировании», который предполагает взаимную увязку базовых планов функционирования и развития экономики и социальной сферы страны. Это в полной мере относится не только к электроэнергетике, но и ко всему топливно-энергетическому комплексу (ТЭК) страны. Следует отметить, что практически все федеральные национальные проекты, стратегии и т.д. рассматривают в итоге только инновационные сценарии развития, содержащие цели, к которым необходимо стремиться. Однако при этом в публичном пространстве и в тексте документов упоминаются всё нарастающие риски и угрозы (прежде всего внешние) экономике страны, например [1,2]. В таких условиях необходимо рассматривать и консервативный сценарий или даже стресс-сценарий [1] и существенно усилить плановые механизмы управления экономикой, включая электроэнергетику. Это особенно актуально для энергетики, так как сооружение энергообъектов является длительным процессом и должно соответствовать планам развития страны, но не методам постоянного риск-ориентированного управления «по состоянию», которые возможны только в исключительных кризисных случаях.

Достаточно полно современное состояние энергетики России представлено в [3]. Можно принять, что будущая технологическая структура (модель) электроэнергетики концептуально сформирована (централизованно-распределенные энергосистемы, внедрение цифровизации и искусственного интеллекта, цифровые двойники, применение ВИЭ, накопители энергии и т.д.), то в организационно-правовом отношении существует много проблем (вызванные в том числе отрицательными итогами реформы электроэнергетики), которые необходимо решать. Если принять, что в России всё активнее будет усиливаться административная система (а такие тенденции наблюдаются, по крайней мере в среднесрочной перспективе 3-5 лет), вызванная

рисками и угрозами, то необходима корректировка действующей нормативно-правовой базы в сфере энергетики – усиление плановых механизмов, полный контроль со стороны государства электроэнергетикой, как инфраструктурной отраслью, развитие частно-государственного партнерства с целью привлечения инвестиций, расширение полномочий субъектов Федерации, активное привлечение научно-технического сообщества и т.д. Все цели и задачи в электроэнергетике в современных условиях должны решаться на основе системного подхода. В противном случае мы получим такие же отрицательные итоги, как и итоги реформы электроэнергетики, которой в 2026 году исполняется двадцать пять лет. Для достижения положительного результата, необходим и новый центр компетенций и управления функционированием и развитием энергетики в целом, так как Минэнерго, Минэкономразвития, Минфин и Российское энергетическое агентство в полной мере не справляются с этой задачей.

Благодарности и ссылки. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников

1. Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2025 г. №908-р «Утвердить прилагаемую Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2050 года». URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/41176654/> (обращение 16.04.2025).
2. Стратегия ССЭР СФО до 2035 г., утверждена Распоряжение Правительства РФ от 26.01.2023 г. №129-р. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/406164313/> (обращение 22.04.2025).
3. В.А. Стенников. Развитие энергосистем России в условиях современных вызовов и угроз. Вести в электроэнергетике. №1, 2025. С.4-15.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ УНИПОЛЯРНОЙ ПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА В УСЛОВИЯХ ЮГА САХАЛИНА

Дудченко Илья Павлович

Кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории островных и прибрежных электроэнергетических систем, e-mail: lopes@imgg.ru,

Гуляков Сергей Александрович

Научный сотрудник лаборатории островных и прибрежных электроэнергетических систем, e-mail: gulyakov_97@mail.ru,

Стовбун Николай Сергеевич

Научный сотрудник лаборатории островных и прибрежных электроэнергетических систем, e-mail: nikolay19972016@gmail.com

Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, г. Южно-Сахалинск

Энергосистема Сахалинской области относится к одной из так называемых технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем (ТИТЭС) Дальнего Востока России [1, 2]. По данным государственной программы Сахалинской области «Развитие энергетики Сахалинской области», в период с 2025 по 2028 гг. прогнозируется дефицит генерирующей мощности связанный с ростом энергопотребления в том числе – в Центральном энергорайоне о. Сахалин [3]. Ограниченность мощности энергосистемы Сахалина приводит к специфическим авариям: к примеру, в апреле 2021 года КЗ вблизи фидера Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 привело к полному прекращению электроснабжения потребителей Центрального энергорайона [4]. Нередки также сбросы пара, хорошо слышимые во всем городском округе Южно-Сахалинска. В Сахалинской области работает программа развития электроэнергетики, в том числе с использованием нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ): солнечной, ветровой и геотермальной [5]. Как показал опыт внедрения НВИЭ, увеличение их доли в структуре энергосистемы приводит к снижению устойчивости её работы [6], [7]. Самый очевидный путь увеличения располагаемой мощности и повышения надежности электроснабжения потребителей Сахалинской области – укрупнение самой энергосистемы, что достижимо либо путем ввода в строй дополнительных генерирующих мощностей, либо присоединением изолированной энергосистемы к другой, сопоставимой по мощности или более крупной

Сравнительный анализ применения передачи переменного и постоянного тока для объединения энергосистем Дальнего Востока показывает, что наиболее очевидным способом укрупнения энергосистемы Сахалинской области является ее присоединение к объединенной энергетической системе Востока России с помощью униполярной передачи постоянного тока по кабельной ЛЭП, проложенной по дну Татарского пролива. Важным элементом униполярной ЛЭП постоянного тока (УЛЭППТ) является система ее заземлителей, так как она непосредственно участвует в передаче электроэнергии. Для оценки взаимного влияния системы заземлителей УЛЭППТ на окружающую среду и особенностей ее работы в условиях естественных и техногенных электромагнитных воздействий были проведены экспериментальные исследования, позволившие оценить:

- Влияние электротеллурических полей на потенциалы системы заземлителей.
- Потенциал поляризации электродов, изготовленных из различных материалов.
- Передаточную функцию (отклик) влияния независимого возбуждающего диполя.
- Поверхностный эффект в системе заземлителей в режимах постоянного тока и тока промышленной частоты.

Благодарности и ссылки. Исследования проводились в молодежной лаборатории островных и прибрежных электроэнергетических систем Института морской геологии и геофизики ДВО РАН в соответствии с гос. заданием FWWM-2024-0006 URL: <http://imgg.ru/ru/teams/lab-icfs>

Список источников.

1. АО «Системный оператор Единой энергетической системы» – URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ups/oes-east/> (Дата обращения: 25.06.2025).
2. АО «Системный оператор Единой энергетической системы». Филиалы и представительства. ОДУ Востока. РДУ операционной зоны. Тихоокеанское РДУ – URL: <https://www.so-ups.ru/odu-east/odu-east-rdu/rdu-khabarovsk/> (Дата обращения: 25.06.2025).
3. Правительство Сахалинской области. Постановление от 28 июня 2024 года N 213 "О внесении изменений в государственную программу Сахалинской области "Развитие энергетики Сахалинской области", утвержденную постановлением Правительства Сахалинской области от 07.07.2023 N 361". Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/407314622> (Дата обращения: 25.06.2025).
4. Почти весь Сахалин остался без света из-за аварии на ТЭЦ (6 апреля 2021). Комсомольская правда. – URL: <https://www.sakhalin.kp.ru/daily/27261/4393563/?ysclid=ly57qpyf7q26845760> (Дата обращения: 25.06.2025).
5. Схема и программа развития электроэнергетики Сахалинской области на 2021–2025 годы – URL: https://minenergo.sakhalin.gov.ru/site_get_file/1439/ (Дата обращения: 25.06.2025).
6. Сломать сеть за 15 секунд: что вызвало блэкаут в Испании – URL: <https://naked-science.ru/article/nakedscience/blekaut-v-ispanii> (Дата обращения: 25.06.2025).
7. В США произошел масштабный блэкаут, а 200 тысяч человек остались без электричества. Комсомольская правда – URL: <https://www.kp.ru/online/news/6394139/> (Дата обращения: 25.06.2025).

ОСОБЕННОСТИ НАСТРОЙКИ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Деверилин Даниил Дмитриевич

Эксперт, e-mail: deverilin-dd@ntcees.ru

Кабанов Дмитрий Анатольевич

Начальник сектора, e-mail: kabanov-da@ntcees.ru

Есипович Аркадий Хаимович

Канд. техн. наук, доцент, главный эксперт, e-mail: esipovich-ah@ntcees.ru

АО «НТЦ ЕЭС», г. Санкт-Петербург,

При изменении схемно-режимных условий работы генерирующего оборудования, в частности, подключении изолированно работающей энергосистемы на параллельную работу с ЕЭС России, либо наоборот, отделении энергосистемы на работу в изолированных условиях необходимо проводить пересмотр параметров настройки его систем регулирования. Так, после подключения энергосистемы Якутии на параллельную работу с ОЭС Востока в ЭС Якутии наблюдались низкочастотные колебания параметров электроэнергетического режим, порядка 0,3 Гц, ранее отсутствовавшие в ЭС Якутии. После отделения ЭС Калининградской области на изолированную работу средствами регистрации также фиксировались случаи возникновения колебаний параметров электроэнергетического режима: частоты напряжения, активной и реактивной мощности генерирующего оборудования.

В обоих случаях при изменении схемно-режимных условий параметры настроек систем регулирования генерирующего оборудования (систем автоматического регулирования частоты и мощности энергоблоков (АРЧМ), автоматических регуляторов возбуждения сильного действия (АРВ СД)) не пересматривались.

Неоптимальные параметры настройки АРВ СД могут являться причиной возникновения колебаний параметров электроэнергетического режима или не обеспечивать эффективное демпфирование послеаварийных колебаний, что является одной из основных системных функций АРВ сильного действия. Колебания напряжения в энергосистеме приводит к снижению качества выдаваемой потребителям электроэнергии, а колебания реактивной мощности – к периодическому перераспределению реактивной мощности между генерирующим оборудованием, что в свою очередь может приводить к его работе в неоптимальных зонах и снижению запаса динамической устойчивости (ввиду роста внутреннего угла синхронной машины при глубоких потреблении реактивной мощности).

В данном докладе рассмотрены вопросы оптимизации параметров настройки АРВ СД генерирующего оборудования, работающего в изолированных условиях, на примере Калининградской энергосистемы.

При оптимизации параметров настройки учтены следующие аспекты:

- результаты проверочных расчетов во всех рассматриваемых схемно-режимных условиях удовлетворяют критериям эффективности параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов, приведённым в Стандарте [1],

- небольшая суммарная установленная мощность станций ЭС Калининградской области и ее функционирование в изолированном режиме;
- структурные особенности регуляторов возбуждения ARV-3М(ТК) и АРВ-НЛ.

Проведенные исследования показали, что различия в структуре регуляторов возбуждения ARV-3М(ТК) и АРВ-НЛ оказывают существенное влияние на динамические процессы в изолированной энергосистеме. Особенность расположения интегратора в общем канале АРВ-НЛ по сравнению с интегральным каналом только по отклонению напряжения в ARV-3М(ТК) приводит к возникновению внутригрупповых колебаний реактивной мощности между генераторами с разными типами регуляторов. Эти колебания проявляются в виде разнонаправленных изменений реактивной мощности, что может снижать устойчивость системы.

Учет структурных особенностей регуляторов при настройке их параметров позволил минимизировать негативное влияние на устойчивость энергосистемы. Для ARV-3М(ТК) особое внимание уделялось настройке канала отклонения напряжения, в то время как для АРВ-НЛ важной оказалась коррекция интегральной составляющей в общем контуре регулирования.

Выбранные оптимальные параметры настройки регуляторов возбуждения ARV-3М(ТК) и АРВ-НЛ удовлетворяют критериям Стандарта [1] и обеспечивают эффективное демпфирование послеаварийных колебаний без возникновения внутригрупповых колебаний реактивной мощности. Полученные результаты подтверждают эффективность методики выбора параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов отечественной структуры, разработанной в АО «НТЦ ЕЭС» [2 – 5].

Список источников

1. ГОСТ Р 70609-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия синхронных генераторов. Испытания и проверка параметров настройки».
2. Есипович А. Х., Кабанов Д. А. Технология настройки цифровых АРВ сильного действия отечественной структуры // Известия НТЦ Единой Энергетической Системы № 1 (74). — 2016. — С. 113–126.
3. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С. и др. Использование цифровых моделей энергосистемы для настройки регуляторов возбуждения генераторов // Сб. материалов международной научно-технической конференции «Современные системы возбуждения для нового строительства и реконструкции электростанций. Опыт наладки и эксплуатации систем возбуждения нового поколения». — Санкт-Петербург, 2004.
4. Есипович А.Х., Зеккель А.С. Расчет колебательной устойчивости и оптимизация настроек АРВ генераторов. В сб. трудов Федерации энергетических и электротехнических обществ. СПб, 1992.
5. Герасимов А.С., Есипович А.Х., Зеккель А.С. Современные программные средства анализа устойчивости электроэнергетических систем. Электрические станции, № 12, 2005.

ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ЗАДАЧИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ СТРОИТЕЛЬСТВА ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Сигитов Олег Юрьевич

*Кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры энергетического
машиностроения e-mail: OlegSigitov@gmail.com*

*Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы», 117198, г. Москва, ул.
Миклухо-Маклая, д. 6*

Современное развитие электроэнергетических систем сопряжено с ускоренным ростом возобновляемых источников энергии, в первую очередь ВЭС и СЭС, в структуре генерирующих мощностей. ВЭС показывают стремительный рост установленной мощности в энергосистемах большинства стран, в том числе и в энергосистеме России. При этом ВЭС в сравнении с другими типами ВИЭ имеют более сложный график генерации и более сложную систему прогнозирования выработки электрической энергии. Нестабильная выдача мощности ВЭС приводит к проблемам надежности при управлении электроэнергетическим режимом в части сохранения баланса мощности.

Решение указанной проблемы можно реализовать как за счет маневренности существующих традиционных электростанций (ТЭС, ГЭС) и современных систем накопления электрической энергии [1], так и за счет оптимального распределения ВЭС в энергосистеме [2]. Во втором случае эффект достигается за счет результирующего графика генерации ВЭС. Колебания мощности ВЭС накладываются друг на друга и, таким образом, общая интенсивность колебаний мощности снижается. В рамках исследований разработаны модели оптимизационных задач определения мест строительства ВЭС с целью получения оптимальной системы ВЭС с учетом характеристик маневренности. Оптимальная система ВЭС характеризуется следующими параметрами: коэффициент использования установленной мощности ($KИУМ_{ВЭС}$), скорость изменения мощности ($dP_{ВЭС}/dt$), амплитуда изменения мощности ($\Delta P_{ВЭС}$) и базисная мощность ($P^{баз}$). Каждая модель оптимизационной задачи представляется в виде целевой функции с ограничением:

$$KИУМ_{ВЭС} \rightarrow \max \quad (1)$$

$$\frac{dP_{ВЭС}}{dt} \rightarrow \min \quad (2)$$

$$\Delta P_{ВЭС} \rightarrow \min \quad (3)$$

$$P^{баз} \rightarrow \max \quad (4)$$

$$\sum_{m=1}^l N_m \leq N_{\max} \quad (5)$$

где: N_m – количество ВЭУ в составе ВЭС m ; l – количество ВЭС; N_{\max} – максимальное количество ВЭУ, планируемых к строительству.

Для демонстрации результатов расчета целевых функций разработана тестовая модель, в которой предусмотрено строительство ветровых электростанций общей установленной мощностью 400 МВт. Рассматривается шесть потенциальных мест (ВЭС 1, ВЭС 2, ВЭС 3, ВЭС 4, ВЭС 5 и ВЭС 6) с ограничением на максимальное размещение 50 ВЭУ номинальной

мощностью 2,5 МВт в каждом месте. Расчет по критерию максимума КИУМ приводит к худшим значениям остальных характеристик полученной системы ВЭС: высокой интенсивности изменения графика генерации ВЭС ($dP_{\text{ВЭС}}/dt = 372,3$ МВт и $\Delta P_{\text{ВЭС}} = 173,3$ МВт) и наименьшему значению базисной мощности ($P^{\text{баз}} = 62,3$ МВт). Целевые функции по критериям минимальной скорости и амплитуде изменения мощности дают лучшую совокупность всех характеристик оптимальной ВЭС. При незначительном снижении экономической эффективности (КИУМ) наблюдается значительное улучшение остальных показателей: $dP_{\text{ВЭС}}/dt$ снижается примерно на 45%, $\Delta P_{\text{ВЭС}}$ снижается примерно на 20% и $P^{\text{баз}}$ увеличивается почти на 15%. При выборе целевой функции по критерию максимальной базисной мощности незначительное увеличение $P^{\text{баз}}$ приводит к значительному ухудшению показателей $dP_{\text{ВЭС}}/dt$ и $\Delta P_{\text{ВЭС}}$. Однако важно отметить, что данные результаты получены для конкретной тестовой модели и могут отличаться для других моделей энергосистем.

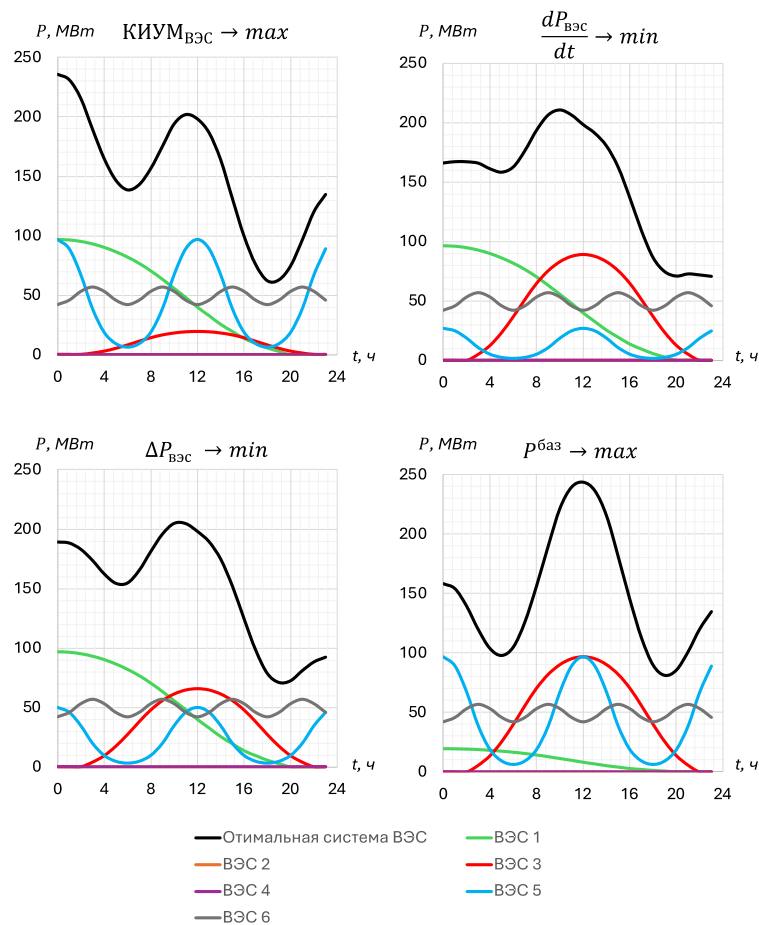


Рис. 1. Графики генерации ВЭС при различных целевых функциях.

Список источников.

1. Радин, Ю. А. Требования к маневренности тепловых электростанций в энергосистемах с ветровыми электростанциями / Ю. А. Радин, О. Ю. Сигитов, Н. В. Зорченко // Электрические станции. – 2025. – № 1(1122). – С. 17-25. – DOI 10.71841/EP.ELST.2025.1122.1.02.
2. Сигитов, О. Ю. Особенности работы ветровых и солнечных электростанций в энергосистеме / О. Ю. Сигитов // Электрические станции. – 2024. – № 7(1116). – С. 25-32. – DOI 10.71841/ep.elst.2024.1116.7.04.

АНАЛИЗ КОЭФФИЦИЕНТА ОДНОВРЕМЕННОСТИ РАСЧЁТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

Ефремова Ксения Михайловна

Студент, e-mail: efremovakseniia@gmail.com

Шведов Галактион Владимирович

К.т.н., доцент, e-mail: ShvedovGV@mpei.ru

«Национальный исследовательский университет “МЭИ”», ул. Красноказарменная, 17

В настоящий момент расчётная нагрузка определяется в соответствии с нормативными документами СП 256.1325800.2016 [1] и РД 34.20.185 [2]. Указанные документы не обновлялись с 1990-ых годов, однако за последние десятилетия произошёл значительный технологический прогресс, оказавший влияние на структуру электропотребления. В таблицах

2.3.1 РД 34.20.185 [2] и 7.13 СП 256.1325800.2016 [1] приведены значения коэффициентов участия в максимуме для разнородных потребителей. В то время как для однородных потребителей указан прочерк и коэффициент одновременности принимается равным единице. Тогда суммарная активная (реактивная) мощность распределительных линий 380 В и трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ находится суммированием этих нагрузок.

Оценка коэффициента одновременности проведена для трёх основных типов общественных здания, характерных для городской застройки: учебные учреждения, поликлиники и торговые центры.

Рассмотрим влияние на систему электроснабжения изменений, произошедших за последние десятилетия, на примере средней общеобразовательной школы. Пусть в одном районе расположены две школы, одна из них построена 30 лет назад, а вторая является современной. В новой школе установлены системы кондиционирования и интерактивные доски, также в настоящий момент отсутствует регламентированное время начала обучения, тогда в одной из школ учебный день может начинаться позже, вместе с тем одна из школ может работать в режиме двухсменного обучения. Помимо этого, изменился подход к организации питания: в современных школах приготовлением пищи не занимаются. В связи с этими факторами время максимума может смещаться по времени. Схожие изменения свойственны и другим типам зданий, которые рассматриваются в данной работе.

Коэффициент одновременности максимумов нагрузки – отношение совмещённого максимума нагрузки электроустановок потребителей к сумме максимумов нагрузки этих же установок за тот же интервал времени.

Для расчёта собраны данные об электропотреблении трёх колледжей, десяти школ, восьми поликлиник, девятнадцати торговых центров. Расчёт коэффициента одновременности проводился для однотипных зданий, при этом колледжи и школы в данном случае отнесены к одной группе – учебные учреждения. Исходя из теоретических представлений, коэффициент одновременности зависит от количества потребителей, поэтому расчёты проведены для всех

возможных комбинаций, это значит, что при наличии девятнадцати торговых центров, сочетаний из 19 ТЦ возможно – 1, из 18 ТЦ – 19, из 17 ТЦ – 171, из 16 ТЦ – 969 и так далее.

По рассчитанным значениям построены графики (рис.1), которые представляют собой зависимость возможного диапазона коэффициента одновременности (от минимального до максимального значения) от размера комбинации.

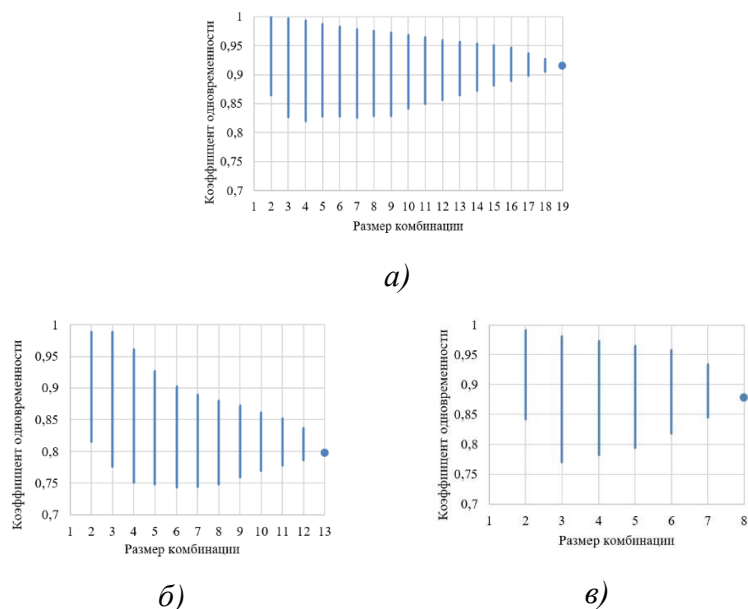


Рис. 1. Зависимость коэффициента одновременности максимумов нагрузки от размера комбинации для:

а – торговых центров, б – учебных учреждений (школы и колледжи), в – поликлиник

Максимальное значение коэффициента одновременности уменьшается с увеличением размера комбинации. Значения максимальных коэффициентов одновременности в зависимости от размера комбинации лежат в диапазоне: от 1 до 0,915 – для торговых центров, от 0,989 до 0,798 – для учебных учреждений, от 0,991 до 0,877 – для поликлиник. Для ТЦ наблюдается самое плавное уменьшение максимального коэффициента одновременности, в то время как, учебные учреждения показывают наиболее резкое снижение из-за разнообразного графика работы и состава оборудования. У поликлиник же довольно стабильный коэффициент одновременности, его среднее значение держится на уровне 0,88. Ширина возможного диапазона коэффициента одновременности сокращается с увеличением числа потребителей из-за уменьшения максимального коэффициента одновременности и характера изменения минимального его значения, которое зависит от числа сочетаний. Число сочетаний увеличивается с ростом размера комбинации, достигая максимального значения при половине от общего числа элементов, после чего убывает. При уменьшении числа сочетаний сужается выборка, в связи с чем увеличивается вероятность одновременного достижения максимума и, соответственно, минимальный коэффициент одновременности.

Исходя из полученных зависимостей, можно сделать вывод о том, что корректировка коэффициентов одновременности при определении нагрузки на уровне ТП не требуется.

В дальнейшем представляет интерес произвести сопоставление коэффициентов совмещения максимумов нагрузки (таблица 2.4.1 [2]), используемых для определения расчётной нагрузки на уровне распределительного пункта, и полученных коэффициентов одновременности. Для этого необходимо учесть коэффициенты участия в максимуме разнородных потребителей, а также коэффициенты одновременности для жилой застройки.

Список источников

1. Свод правил. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа. СП 256.1325800.2016. – М.: Стандартиформ, 2017 – 84 с.
2. Инструкция по проектированию городских электрических сетей (с изменениями и дополнениями от 29 июня 1999 г.). РД 34.20.185. – М.: Энергоатомиздат, 1995 – 94 с.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СИСТЕМАХ

Хамисов Олег Олегович

PhD (признаваемый в РФ), e-mail: O.Khamisov@skoltech.ru

Сколковский институт науки и технологии

Хамисов Олег Валерьевич

д.ф.-м.н., г.н.с.: khamisov@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН

Рассматривается задача регулирования частоты и перетоков мощности в электрической сети в условиях, когда (1) значения сопротивления линий не известны; (2) одновременное восстановление частоты и перетоков мощности невозможно без релаксации части ограничений; (3) система регулирования должна функционировать на мультиагентной распределенной сети, т.е. обмен информацией возможен только между соседними шинами.

Такой класс задач характерен для умных сетей и сетей с распределенной генерацией и активными потребителями. В силу высокой вариативности значений перетоков мощностей, а также низкой механической инерции [1] в таких сетях, стандартные методы регулирования оказываются неэффективными. Для решения этой задачи предлагается постановка в виде поиска консенсуса для распределенной сети, с модификацией, позволяющей релаксировать наименее значимые ограничения перетоков мощности в случае ее несовместности. Для решения используется прямодвойственный подход с использованием функций дополнительности для ограничений неравенств [2]. Теоретические результаты подтверждаются детальным моделированием в программно-аппаратном комплексе RTDS Novacor 1.0.

Список источников.

1. Khamisov, O.O. Distributed continuous-time optimization for convex problems with coupling linear inequality constraints. *Comput Manag Sci* 21, 21 (2024).
2. Khamisov, O.O.; Khamisov, O.V.; Ganchev, T.D.; Semenko, E.S. A Method for Transforming Non-Convex Optimization Problem to Distributed Form. *Mathematics* 2024, 12, 2796.

Секция 2. Перспективные энергетические технологии: экологически чистая и ресурсосберегающая энергетика

ГАЗОГИДРАТНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Стрижак Павел Александрович

Доктор физ.-мат. наук, Профессор, e-mail: pavelspa@tpu.ru

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, пр. Ленина 30

Наиболее перспективным среди традиционных энергоресурсов принято считать природный газ, поскольку работающие на нем энергоустановки отличаются повышенным КПД (коэффициент полезного действия) горения, минимальным уровнем загрязнений окружающей среды и экономической выгодой добычи и переработки. Современная энергетика активно изучает возможность внедрения газогидратного цикла, включающего очистку теплоносителя от примесей, его транспортировку в виде гидратов, последующую регенерацию газа и сжигание полученного топлива в специализированных устройствах. Таким образом, развитие газогидратных технологий связывают со значительным повышением эффективности и экологической безопасности энергопроизводств.

На рис. 1 представлена концептуальная схема применения газогидратных технических решений в энергетическом цикле. В схеме выделены основные этапы: гидратообразование природного газа; транспортировка газогидрата; регазификация газогидрата и термическая конверсия низкосортных смесевых угольных и нефтяных топлив, а также различных отходов в факеле гидратного газа.

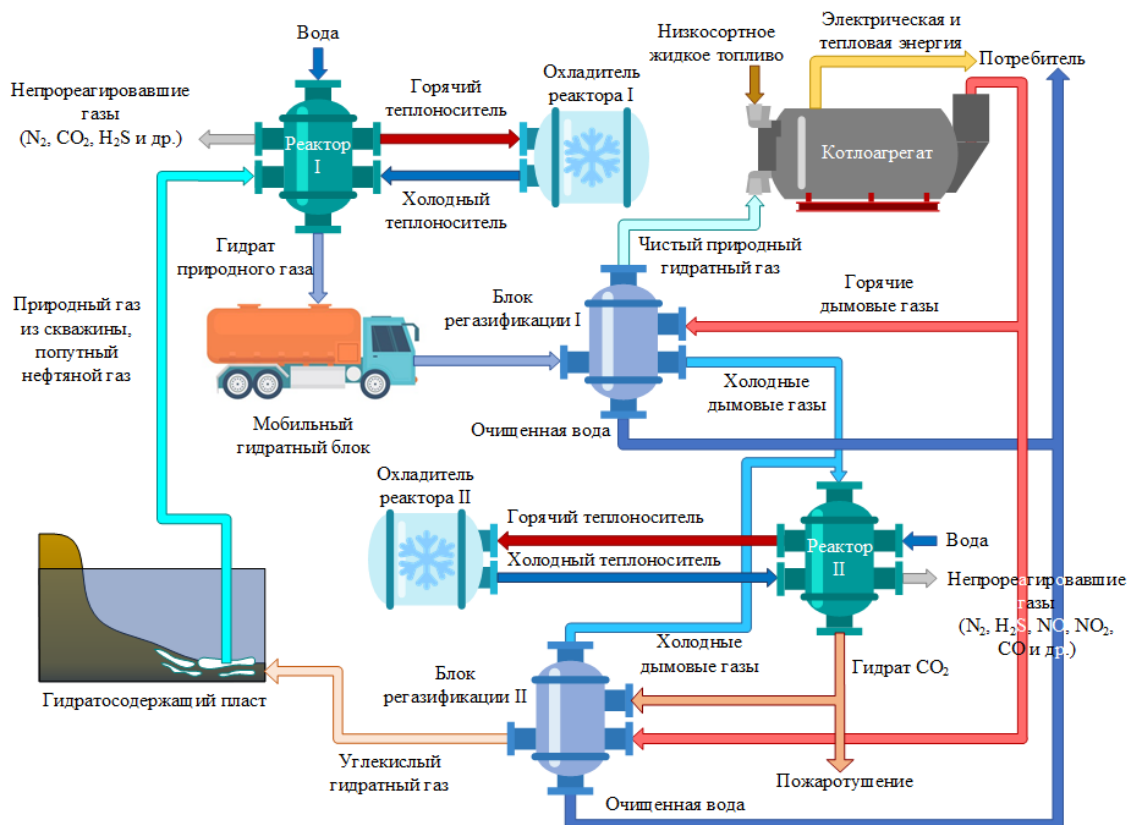


Рис. 1. Концептуальная схема применения газогидратных технических решений в энергетических приложениях на основе анализа результатов исследований [1-3].

Использование описанной схемы имеет преимущества: 1. очистка природного газа от примесей и вредных газов – подготовка его к термической конверсии; 2. транспорт гидрата с энергоресурсом в виде природного газа в мобильном блоке в удаленные и/или труднодоступные регионы, в которых поставки газа и иных ресурсов, а также электрической энергии затруднены; 3. в результате регазификации газогидрата образуется очищенная вода, которая может закрыть потребность персонала предприятий и населения в питьевой воде (реализуется водоподготовка); 4. в настоящее время утилизация отходов нефтедобычи и углеобогащения реализуется через захоронение в котлованах, что приводит к загрязнению почвы и грунтовых вод, а также повышает риски пожарной опасности этих отходов и, как следствие, возникновения пожара; нередко выполняется прямое сжигание, что приводит к загрязнению атмосферы образующимися дымовыми газами. Использование таких отходов в качестве сырья для приготовления композиционного жидкого топлива позволит получить энергию при его термической конверсии (преимущественно в режиме горения, реже газификации и пиролиза) в котлах и реакторах, параллельно обеспечивая их утилизацию.

Благодарности.

Работа выполнена в рамках проекта Приоритет-2030-ЭЭ3-048-198-2025.

Список источников.

1. Vinogradskiy K., Shlegel N., Strizhak P. Production Phases of Methane and Carbon Dioxide Hydrates Intended for Energy Conversion // Ind. Eng. Chem. Res. American Chemical Society, 2024.
3. Nagibin P.S. et al. Using methane hydrate to intensify the combustion of low-rank coal fuels // Energy. 2024. Vol. 304. P. 132044.
4. Vinogradskiy K. et al. Methane hydrate regasification to intensify the combustion of low-rank coal fuels // Fuel. 2025. Vol. 381. P. 133432.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СИСТЕМАХ

Хамисов Олег Олегович

PhD (признаваемый в РФ), e-mail: O.Khamisov@skoltech.ru

Сколковский институт науки и технологии

Хамисов Олег Валерьевич

д.ф.-м.н., г.н.с.: khamisov@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Рассматривается задача регулирования частоты и перетоков мощности в электрической сети в условиях, когда (1) значения сопротивления линий не известны; (2) одновременное восстановление частоты и претоков мощности невозможно без релаксации части ограничений; (3) система регулирования должна функционировать на мультиагентной распределенной сети, т.е. обмен информацией возможен только между соседними шинами.

Такой класс задач характерен для умных сетей и сетей с распределенной генерацией и активными потребителями. В силу высокой вариативности значений перетоков мощностей, а также низкой механической инерции [1] в таких сетях, стандартные методы регулирования оказываются неэффективными. Для решения этой задачи предлагается постановка в виде поиска консенсуса для распределенной сети, с модификацией, позволяющей релаксировать наименее значимые ограничения перетоков мощности в случае ее несовместности. Для решения используется прямодвойственный подход с использованием функций дополнителности для ограничений неравенств [2]. Теоретические результаты подтверждаются детальным моделированием в программно-аппаратном комплексе RTDS Novacor 1.0.

Список источников.

1. Khamisov, O.O. Distributed continuous-time optimization for convex problems with coupling linear inequality constraints. *Comput Manag Sci* 21, 21 (2024).
2. Khamisov, O.O.; Khamisov, O.V.; Ganchev, T.D.; Semenko, E.S. A Method for Transforming Non-Convex Optimization Problem to Distributed Form. *Mathematics* 2024, 12, 2796.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ: ОБЗОР ТЕНДЕНЦИЙ МЕЖДУНАРОДНЫХ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Михеев Алексей Валерьевич

кандидат технических наук, заведующий научно-аналитическим центром,
e-mail: mikheev@isem.irk.ru

Каримов Николай Евгеньевич

аспирант

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

В условиях глобального энергетического перехода и роста значимости возобновляемых источников энергии (ВИЭ) исследование актуальных научных трендов в области энергетических систем приобретает стратегическое значение [1]. Данный доклад посвящён анализу международных научных исследований в сфере энергетики с использованием методов наукометрического анализа, которые широко используются [2, 3]. В качестве базы данных использованы данные Scopus, охватывающие публикации за период 2014–2024 гг. Выполнено картирование научных направлений, выявление ключевых авторов, организаций и стран-лидеров, а также анализ динамики цитирования. Методология включает: (1) формирование поисковых запросов по ключевым терминам (“energy systems”, “power systems”, “smart grid” и др.); (2) очистку и нормализацию библиографических данных; (3) построение сетей совместного цитирования и семантических графов; (4) выделение кластеров тематических направлений.

Результаты показали, что наибольший рост публикационной активности наблюдается в областях гибридных энергосистем, интеграции с ВИЭ в распределённые сети и технологии накопления энергии. Лидирующие позиции по числу публикаций занимают Китай, США и Индия. Научные кластеры демонстрируют смещение фокуса от отдельных технологий к комплексным системным решениям, интегрирующим интеллектуальные решения и прогнозную аналитику. Выполнена оценка вклада науки в энергетический переход.

Проведённый анализ выявляет стратегические направления развития энергетических систем, определить перспективные области междисциплинарных исследований и предложить ориентиры для научной и технологической политики.

Ключевые слова: энергетические системы, возобновляемая энергия, смарт-грид, наукометрия, библиометрия, международные исследования

Список источников.

1. Uzundu, N. C., & Lele, D. D. (2024). Multifaceted impact of renewable energy on achieving global climate targets: Technological innovations, policy frameworks, and international collaborations. *International Journal of Applied Research in Social Sciences*, 6(7), 1520–1537. <https://doi.org/10.51594/ijarss.v6i7.1338>
2. Hache, E., & Palle, A. (2019). Renewable energy source integration into power networks, research trends and policy implications: A bibliometric and research actors survey analysis. *Energy Policy*, 124, 23–35. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.09.036>
3. Mohamad, A. H. H., & Ab-Rahim, R. (2025). Mapping the research landscape of energy market and renewable energy: A bibliometric analysis. *International Journal of Renewable Energy Development*, 14(4), 703–716. <https://doi.org/10.61435/ijred.2025.61058>

ПОСТРОЕНИЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ПОКАЗАТЕЛЯ РАДИУСА ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Медникова Екатерина Евгеньевна

М.н.с, e-mail: yakimetse@isem.irk.ru

Стенников Валерий Алексеевич

Академик РАН, д.т.н., директор ИСЭМ СО РАН

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск

На сегодняшний день в городах сформировались крупные теплоснабжающие системы (ТСС), в которых фактический радиус транспортировки теплоносителя превышает эффективные (теоретически оптимальные) значения. В таких условиях подключение новых потребителей приводит к снижению экономичности функционирования системы при росте эксплуатационных затрат [1–6].

Для обеспечения эффективного функционирования и развития ТСС необходимо своевременно решать задачи энергетического планирования на различных временных периодах – от оценки эффективности подключения конкретного потребителя (обычно, в пределах текущего года) до зонирования территории города по типу теплоснабжения на перспективу до 30 лет. Обоснованное решение данных задач предусматривает рассмотрение целого комплекса вопросов, таких как определение предельных границ централизации (по технико-экономическому критерию), выбор параметров и мест размещения источников тепла (ИТ) и зон их действия, конфигурации тепловых сетей (ТС), выбор ИТ для подключения новых потребителей, проверка выполнения требований надежности теплоснабжения потребителей и многих других [7].

Расчет оптимальной зоны теплоснабжения от заданного ИТ позволяет определять границы действия централизованного теплоснабжения в соответствии с целевой функцией минимума себестоимости отпущенной тепловой энергии. Поиск экономически целесообразного радиуса эффективного теплоснабжения (РЭТ) зачастую приводит к необходимости реконструкции действующей ТСС (в одних частях для расширения, в других для сокращения границ централизованного теплоснабжения) и определения принципа организации функционирования для новых территорий покрытия тепловой нагрузки перспективных потребителей. В результате оптимизации типов теплоснабжения при развитии систем (централизованного или децентрализованного, распределенного) возникают группы потребителей системы, имеющие практически равные технико-экономические показатели для альтернативных вариантов, изменяющиеся в зависимости от графика тепловых нагрузок. В таких условиях наиболее рациональные решения направлены на формирование централизованно-распределенных ТСС (ЦРТСС) с внедрением распределенных подсистем с собственной генерацией, оптимально сочетающих в себе оба типа теплоснабжения и обеспечивающих потребителей тепловой энергией с учетом пропускной способности ТС и выполнением более высоких требований надежности за счет создания дополнительных резервов на уровне распределенных подсистем. Принимая во внимание важность и сложность данной проблемы, требуется разработка научно-методического обеспечения, согласование и утверждение на федеральном уровне

соответствующих методических рекомендаций, в частности, направленных на решение первоочередных задач по расчету оптимального РЭТ и выработку на его основе критериев по построению ЦРТСС. Именно такая стратегия позволит сохранить и даже повысить эффективность теплофикации в современных условиях технологических и организационных трансформаций в энергетике.

В статье представлена двухэтапная методика расчета РЭТ как показателя, по которому производится укрупненный анализ эффективности функционирования и оптимизация построения ЦРТСС: на первом этапе производится анализ РЭТ для существующей системы, а на втором этапе производится оценка эффективности подключения к существующей системе новых потребителей, основанная на условии, не допускающем превышение удельных издержек на производство и распределение тепловой энергии как минимум от уровня исходных условий эксплуатации. Методология исследования опирается на принципы системных исследований в энергетике [7] и теории гидравлических цепей [8].

Проведен анализ показателя РЭТ, разработаны предложения по подключению новых потребителей и повышению эффективности действующей ТСС города. Разработанные решения легли в основу реконструкции и дальнейшего развития рассматриваемой системы.

Благодарности.

Исследование проведено в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021- 0002 программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур» (Минобрнауки РФ, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Список источников.

1. Приказ Минэнерго России от 5 марта 2019 года № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» (с изменениями на 11 сентября 2024 года). URL: <https://docs.cntd.ru/document/553937025#64U0IK>
2. Схема теплоснабжения города Хабаровска на период до 2043 года. URL: <https://khv27.ru/administration/structural-units/uetik/skhema-teplosnabzheniya/>
3. Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2035 года. URL: <https://www.mos.ru/dgkh/documents/skhemy/view/309008220/>
4. Схема теплоснабжения Владивостокского городского округа на период до 2036 года (актуализация на 2026 год). URL: <https://www.vlc.ru/city-environment/tek/skhema-teplosnabzheniya-vladivostokskogo-gorodskogo-okruga-/>
5. Схема теплоснабжения города Красноярск до 2042 года (актуализация на 2025 год). URL: <https://www.admkrsk.ru/citytoday/building/teplo/Pages/teplo30.aspx>
6. Схема теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург» до 2045 года. URL: <https://cloud.ekadm.ru/s/72IMgN95vs3FGpo>
7. Mednikova E., Stennikov V., Postnikov I., Penkovskii A. Development Features of Heat Power Industry Legislation in Russia // Environmental and Climate Technologies. 2019. Vol. 23, No. 2. Pp. 22–35. DOI: 10.2478/rtuect-2019-0052.
8. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории. Направления развития / Л.А. Мелентьев // М.: Наука, 1983. – 456 с
9. Меренков А.П. Теория гидравлических цепей / А.П. Меренков, В.Я. Хасилев // М.: Наука, 1985. – 279 с.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ РЕГРЕССИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ НА РАЗЛИЧНЫХ ИЕРАРХИЧЕСКИХ УРОВНЯХ

Добровольская Татьяна Владимировна

makarova@isem.irk.ru

Стенников Валерий Алексеевич

Академик РАН, д.т.н., врио директора ИСЭМ СО РАН, sva@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Суровые климатические условия России обуславливают высокую социальную и экономическую значимость теплоснабжения потребителей. В соответствии с этим качественный мониторинг состояния и планирование развития теплоснабжения страны и ее регионов являются стратегическим вектором процесса подготовки, принятия и реализации решений по организации эффективного энергоснабжения потребителей. Важную роль в этом процессе играет прогнозирование теплопотребления, которое определяет структуру, способы организации источников тепла, вид теплоснабжения, схему выдачи и поставки тепловой энергии и другие характеристики

Для прогнозирования теплопотребления региона и страны в целом предлагается использовать регрессионные модели [1-3]. Наряду с теплоснабжением регрессионные модели нередко применяются в электроэнергетике для краткосрочного прогнозирования электропотребления на несколько часов или дней. Прогнозирование потребления тепловой энергии в теплоснабжении применяется на среднесрочную и долгосрочную перспективу. Анализ зарубежной литературы [4-7] показывает, что в настоящее время используются различные методы и модели прогнозирования теплопотребления: однопараметрические и многопараметрические регрессионные модели, авторегрессионные и авторегрессионные скользящего среднего, а также методы интеллектуального прогнозирования – искусственные нейронные сети, генетические алгоритмы, метод опорных векторов.

Прогнозирование теплопотребления необходимо выполнять на различных иерархических уровнях: жилого или общественного здания, города, региона и страны в целом. В связи с этим при формировании регрессионной модели требуется провести соответствующий анализ показателей, используемых в качестве зависимых переменных. На различных иерархических уровнях проводится анализ теплопотребления и определенного набора показателей, выявляется наличие и степень зависимости теплопотребления от выбранных показателей. Основная сложность на данном этапе связана с получением достаточного количества исходной информации, а также её качеством. От полноты и длины временных рядов рассматриваемых показателей зависит точность и качество исследуемых зависимостей.

Проведенные исследования показывают высокую точность и адекватность регрессионных моделей для мониторинга и прогнозирования теплопотребления. Для различных иерархических уровней необходимо на первоначальном этапе проводить анализ зависимости теплопотребления от различных показателей, выявить ряд показателей, которые можно использовать в регрессионной модели, провести сравнительный анализ полученных различных их типов. Эти задачи являются предметом проводимых исследований.

Список источников.

1. Dobrovolskaya T., Stennikov V. / Regression model for heat consumption monitoring and forecasting. // Conference on mathematical models and methods of analysis and optimal synthesis of the developing pipeline and hydraulic systems. Том 39. 2018. P. 128-141.
2. Стенников В.А., Добровольская Т.В. / Методы регрессионного анализа в исследованиях теплотребления в России. Вестник Российской экономической академии им. Г.В. Плеханова. №2 (98). – С.142-153.
3. Добровольская Т.В. Анализ уровней теплотребления Иркутской области с помощью регрессионных моделей // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. Том 1. 2015. – С.352-356.
4. Gowri Suryanarayana, Jesus Lago, Davy Geysen, Piotr Aleksiejuk, Christian Johansson. / Thermal load forecasting in district heating networks using deep learning and advanced feature selection methods. Energy, 157, (2018). P. 141-149.
5. Tingting Fang, Risto Lahdelma / Evaluation of a multiple linear regression model and SARIMA model in forecasting heat demand for district heating system. Applied Energy, № 179. 2016. P. 544-552.
6. Sarhani M., El Afia A. / Electric load forecasting using hybrid machine learning approach incorporating feature selection // Proc. of the Intern. Conf. on Big Data Cloud and Applications. Tetuan, Morocco, 25–26 May 2015. P. 1–7. Corpus ID: 10991809
7. ARIMA model, neural networks and SSA in the short term electric load forecast / K. Cassiano, M. Menezes, L.A. Junior, J. Pessanha, Raf. Souza, R. Souza // Economic Forecasting – Past, Present and Future: Intern. Symp. of Forecasting ISF. Rotterdam, 2014. P. 1–23.

УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ И ПРИМЕНЕНИЯ АГЕНТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Барахтенко Е. А.,

кандидат технических наук, доцент, ученый секретарь ИСЭМ СО РАН, e-mail: barakhtenko@isem.irk.ru

Соколов Д.В.,

кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: sokolov_dv@isem.irk.ru

Майоров Г.С.

*кандидат технических наук, научный сотрудник, e-mail: mayorovgs@isem.irk.ru
ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия*

Интегрированная энергетическая система (ИЭС) представляет собой новую энерготехнологическую конструкцию, которая объединяет различные типы систем энергоснабжения (электро-, тепло-, холодо-, газоснабжения и др.) [1]. Переход к ИЭС обеспечивает реализацию новых функциональных особенностей и повышению энергетической и экономической эффективности процесса энергоснабжения потребителей. Появление таких систем приводит к необходимости решения задачи их технически и экономически обоснованного развития. Управление развитием ИЭС представляет задачу высокой сложности, которая обусловлена особенностью конфигурации этих систем, наличием ряда центров принятия решений и необходимостью согласования решений между ними, а также множеством объектов со сложным поведением. Это требует применения современных подходов, ориентированных на решение задач большой размерности, учитывающих поведение отдельных элементов и подсистем моделируемой системы, а также предоставляющих возможность организации сложной логики взаимодействия этих элементов. Применение мультиагентного подхода обеспечивает возможность решения задачи управления развитием ИЭС и моделирования ИЭС, включающих множество центров принятия решения по снабжению энергией различного вида с возможностью преобразования из одного вида в другой, а также большое количество элементов со сложным поведением.

Проведение мультиагентного моделирования и организация при этом вычислений являются трудоемкими операциями, что обусловлено необходимостью построения мультиагентной системы, отражающей структурные особенности ИЭС и включающей множество агентов с различным поведением, и организации гибкого вычислительного процесса, в рамках которого используются различные методы решения прикладных задач при управлении развитием ИЭС [2]. Высокая сложность организации мультиагентного моделирования ИЭС требует разработки новых методических подходов, ориентированных на автоматизацию построения мультиагентной системы и организации вычислительного процесса в рамках цифрового двойника ИЭС.

Цифровой двойник ИЭС используется в качестве базы для автоматизации мультиагентного моделирования. Применение цифровых двойников позволяет проводить моделирование в виртуальном пространстве, рассматривая различные конфигурации построения ИЭС [3].

Выполнение в цифровом двойнике ИЭС мультиагентного моделирования обеспечивает преодоление сложностей, обусловленных многоуровневой иерархической структурой ИЭС, позволяет реализовать более гибкие и эффективные подходы к решению задачи управления развитием ИЭС и получить проектные рекомендации, которые могут быть реализованы при построении или развитии реальной ИЭС.

Благодарности.

Исследование выполнено в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук при поддержке Российского научного фонда (грант № 24-29-00823).

Список используемых источников:

1. Барахтенко Е.А., Воропай Н.И., Соколов Д.В. Современное состояние исследований в области управления интегрированными энергетическими системами // Известия РАН. Энергетика. 2021, № 4, с. 4-23. DOI: 10.31857/S0002331021040026
2. Stennikov V., Barakhtenko E., Mayorov G., Sokolov D., Zhou B. Coordinated management of centralized and distributed generation in an integrated energy system using a multi-agent approach. Applied Energy. Volume 309, 2022, 118487. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.118487.
3. Stennikov, V.; Barakhtenko, E.; Sokolov, D.; Mayorov, G. Principles of Building Digital Twins to Design Integrated Energy Systems. Computation 2022, 10, 222. DOI: 10.3390/computation10120222

ИССЛЕДОВАНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ ПРИ ИХ КООПЕРАЦИИ

Майоров Глеб Сергеевич

*кандидат технических наук, научный сотрудник, e-mail: mayorovgs@isem.irk.ru
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН*

Барахтенко Евгений Алексеевич

*кандидат технических наук, доцент, ученый секретарь ИСЭМ СО РАН, e-mail:
barakhtenko@isem.irk.ru*

Айзенберг Наталья Ильинична

кандидат экономических наук, доцент, старший научный сотрудник, e-mail: zen@isem.irk.ru

Актуальность научного направления, связанного с исследованием поведения активных потребителей при взаимодействии с централизованной системой и между собой, с каждым годом все больше возрастает. Это связано с возросшим количеством активных потребителей, использующих в том числе возобновляемые источники энергии, что оказывает значительное влияние на функционирующие в настоящее время энергетические системы. В данном исследовании разработана математическая модель взаимодействия централизованной системы и активных потребителей, которая имеет двухуровневую иерархическую структуру. Предложена структура мультиагентной системы и алгоритм действий агентов в этой системе, включая агентов централизованной системы, активных потребителей и обычных потребителей. В программной среде AnyLogic разработана мультиагентная модель интегрированной энергетической системы и выполнен ряд экспериментов с рассмотрением различных коалиций активных потребителей.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001 и № FWEU-2021-0002) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список используемых источников:

1. M.W. Khan, J. Wang, L. Xiong, M. Ma. Modelling and optimal management of distributed microgrid using multiagent systems // Sustainable Cities and Society. – 2018. – Vol. 41. – pp. 154-169. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.05.018>
2. Dimitra G. Kyriakou, Fotios D. Kanellos, Dimitrios Ipsakis. Multi-agent-based real-time operation of microgrids employing plug-in electric vehicles and building prosumers // Sustainable Energy, Grids and Networks. 2024. – Vol. 37. – 101229. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101229>
3. Mauro Pipiciello, Matteo Caldera, Marco Cozzini, Maria A. Ancona, Francesco Melino, Biagio Di Pietra. Experimental characterization of a prototype of bidirectional substation for district heating with thermal prosumers // Energy. 2021. – Vol. 223. – 120036. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120036>

4. Mehdi Mehdinejad, Heidarali Shayanfar, Behnam Mohammadi-Ivatloo. Peer-to-peer decentralized energy trading framework for retailers and prosumers // Applied Energy. 2022. – Vol. 308. – 118310. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118310>
5. Aizenberg N, Barakhtenko E, Mayorov G. Cooperative Behavior of Prosumers in Integrated Energy Systems. Mathematics. 2024; 12(24):4005. <https://doi.org/10.3390/math12244005>

ПОТЕНЦИАЛ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛНЕЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)

Прохоров Дмитрий Валерьевич

Кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: prokhorovdv@gmail.com

Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, г. Якутск

Экстремальные природно-климатические особенности Республики Саха (Якутия), сочетающиеся с территориальной разобщенностью населенных пунктов и сложной логистикой, создают существенные барьеры для социально-экономического развития региона, особенно в энергетической сфере. Существующая система теплоснабжения демонстрирует системные проблемы, выражающиеся в технологической отсталости инфраструктуры, нерентабельности эксплуатации теплогенерирующих объектов и постоянно растущих затратах на топливные ресурсы. В Республике Саха (Якутия) выпадающие доходы теплоснабжающих компаний из-за регулируемых государством тарифов компенсируются за счет регионального бюджета. Региональным законодательством также предусмотрены целевые субсидии, помогающие покрыть часть расходов на отопление для населения. Однако, поскольку более 90% расходов бюджета республики являются обязательными, дальнейшее увеличение субсидий (с 2018 года) стало затруднительным. В период с 2011 по 2021 год доля субсидий на энергоснабжение относительно доходов регионального бюджета (без учета поступлений в местные бюджеты) составила от 5,6% до 11,6%. По общему объему субсидий в текущих ценах с 2017 года по настоящее время наблюдается стагнация на уровне около 25 млрд. руб. [1-3]. Учитывая высокую стоимость отопления в населенных пунктах республики, имеются значительные возможности для внедрения энергосберегающих технологий.

В работе рассматривается потенциал использования солнечных коллекторов в условиях Республики Саха (Якутия) с целью повышения энергоэффективности региона. Несмотря на суровый климат с экстремально низкими температурами, Якутия обладает значительным солнечным потенциалом в летний период, что делает применение гелиотермических систем перспективным направлением для снижения зависимости от традиционных источников энергии. Проведен анализ климатических особенностей региона, технико-экономические аспекты внедрения солнечных коллекторов. На основе проведенного исследования делаются выводы о целесообразности и потенциальной экономической выгоде использования солнечных коллекторов в энергобалансе Республики Саха (Якутия).

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания №FWRS-2024-0031 программы фундаментальных научных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников.

1. Dmitry V. Prokhorov, Semen S. Vasilev Efficiency Evaluation of Evacuated Solar Tube Collectors in Sakha Republic (Yakutia) // Rudenko International Conference “Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems” (RSES 2024) [E3S Web of Conferences 584, 01050]. – 2024. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202458401050>

2. Иванова А.Е., Захаров В.Е., Петрова Т.Н. Анализ субсидирования тепловой энергии в арктической зоне Республики Саха (Якутия) // Вестник Иркутского Государственного Технического Университета. 2020. №1, Т.24 С. 123-124. DOI: 10.21285/1814-3520-2020-1-123-134.
3. Захаров В.Е., Петрова Т.Н. Анализ бюджетных затрат на субсидирование энергоснабжения в Республике Саха (Якутия) в 2011-2021 годах // сборник трудов XI Евразийского симпозиума по проблемам прочности и ресурса в условиях климатически низких температур, посвященного 85-летию со дня рождения академика В.П. Ларионова. 2023. с.237-240.

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ

Будник Александра Станиславовна

Кандидат экономических наук, научный сотрудник, e-mail: as.terentyeva@yandex.ru

Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва

Теплоснабжение является крупной отраслью, обеспечивающей жизнедеятельность населения и работу экономики в стране. Сектор централизованного теплоснабжения в России, обеспечивающий 80% потребления тепла, сталкивается с серьезными проблемами, такими как изношенность оборудования выше 50% и тепловых сетей более 40% и недостаток инвестиций. Введение новых инвестиционных инструментов, таких как ценовые зоны и концессии, создает потенциал для повышения эффективности. Несмотря на проводимые меры в отрасли, значительного улучшения функционирования отрасли и повышения качества услуг теплоснабжения не происходит. Необходимы новые механизмы и инструменты для развития сектора, а также оценка эффективности существующих механизмов. Поэтому анализ и прогноз развития сектора централизованного теплоснабжения в России, разработка инструментов и подходов для реформирования сектора централизованного теплоснабжения являются важной и актуальной задачей.

В докладе предложен прогноз развития отрасли теплоснабжения при различных вариантах реализации инвестиционных инструментов в отрасли. Прогноз строится на модели макроуровня, суммирующей функционирование всех СЦТ в стране в одну отрасль/сектор. В ее основе лежат балансы производства и потребления тепла, расхода топлива и финансовый баланс, которые связаны между собой и замыкают друг друга. Модель на уровне страны позволяет оценить, какие будут эффекты в отрасли при изменении производственных, технико-экономических и финансовых характеристик работы отрасли теплоснабжение.

Прогноз развития теплоснабжения включает в себя три сценария развития отрасли теплоснабжение [1]. Первый сценарий предполагает реализацию только проектов альткотельных, введенных на октябрь 2022 г. Это сценарий разработан для сравнения с предлагаемыми альтернативными вариантами развития сектора ЦТ.

Второй сценарий предполагает увеличение доли ценовых зон теплоснабжения на рынке тепла до 50%. Это отражает текущую госполитику в этой сфере. В данном сценарии происходит масштабирование эффектов, связанных с уже введенными ценовыми зонами.

Третий сценарий предполагает модернизацию отрасли теплоснабжения, при которой растет доля отпуска тепла от ТЭЦ с текущих 45% до 65%, а также происходит снижение издержек в отрасли и повышение эффективности (снижение УРУТ на 5%, сокращение прочих затрат). Кроме того, доля ценовых зон теплоснабжения растет с текущих 10% до 20% на рынке тепла. Данная оценка соответствует целевым показателям числа проектов альткотельной, заданным в Энергостратегии-2035.

Результатом исследования являются меры экономической политики по развитию сектора теплоснабжение, которые разработаны для каждого предложенного сценария с целью выхода к безубыточности. Подробнее описаны меры для реализации сценария модернизации теплоснабжения и увеличения доли ТЭЦ, а также сформулированы эффекты на экономику от этого варианта развития отрасли.

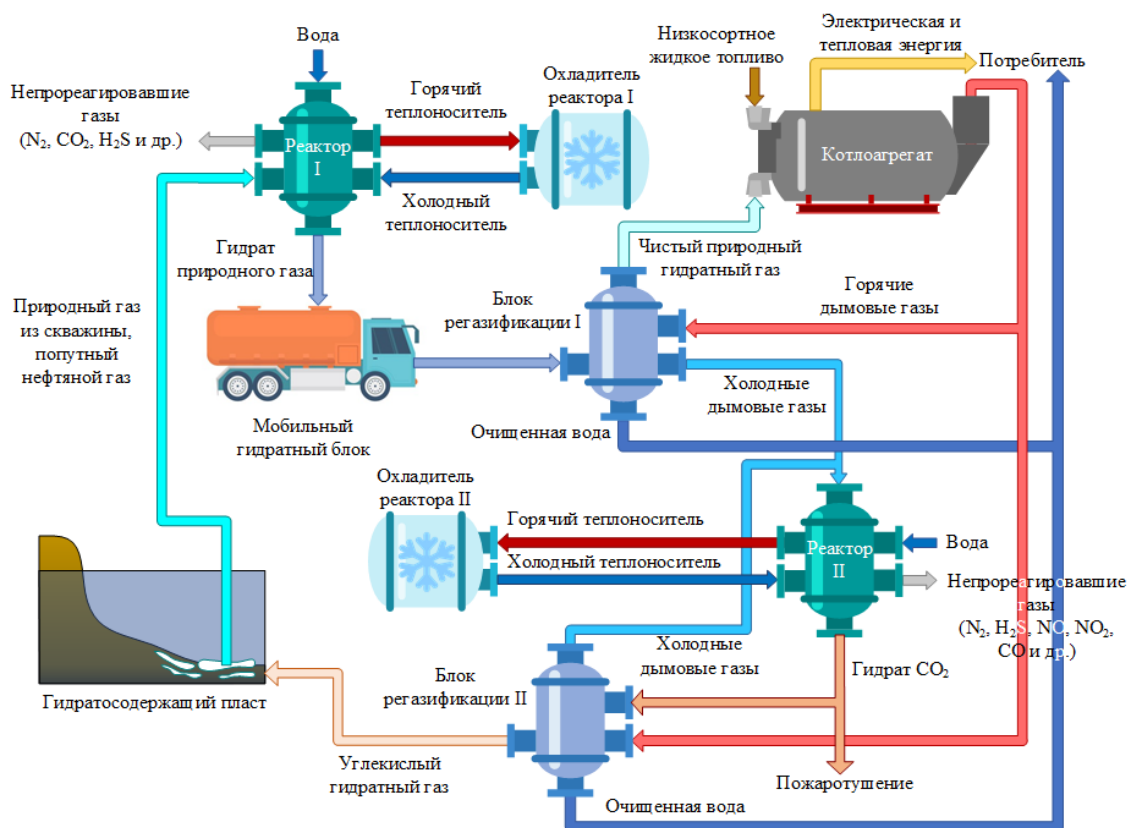
Список источников

1. Терентьева А. С. Диссертация: «Анализ состояния и прогнозирование развития сектора централизованного теплоснабжения в России в условиях новых инвестиционных механизмов», 147 с.

Стрижак Павел Александрович

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

На рис. 1 представлена концептуальная схема применения газогидратных технических решений в энергетическом цикле. В схеме выделены основные этапы: гидратообразование природного газа; транспортировка газогидрата; регазификация газогидрата и термическая конверсия низкосортных смесевых угольных и нефтяных топлив, а также различных отходов в факеле гидратного газа.



73

Использование описанной схемы имеет преимущества: 1. очистка природного газа от примесей и вредных газов – подготовка его к термической конверсии; 2. транспорт гидрата с энергоресурсом в виде природного газа в мобильном блоке в удаленные и/или труднодоступные регионы, в которых поставки газа и иных ресурсов, а также электрической энергии затруднены; 3. в результате регазификации газогидрата образуется очищенная вода, которая может закрыть потребность персонала предприятий и населения в питьевой воде (реализуется водоподготовка); 4. в настоящее время утилизация отходов нефтедобычи и углеобогащения реализуется через захоронение в котлованах, что приводит к загрязнению почвы и грунтовых вод, а также повышает риски пожарной опасности этих отходов и, как следствие, возникновения пожара; нередко выполняется прямое сжигание, что приводит к загрязнению атмосферы образующимися дымовыми газами. Использование таких отходов в качестве сырья для приготовления композиционного жидкого топлива позволит получить энергию при его термической конверсии (преимущественно в режиме горения, реже газификации и пиролиза) в котлах и реакторах, параллельно обеспечивая их утилизацию.

Благодарности.

Работа выполнена в рамках проекта Приоритет-2030-ЭЭЗ-048-198-2025.

Список источников.

2. Vinogradskiy K., Shlegel N., Strizhak P. Production Phases of Methane and Carbon Dioxide Hydrates Intended for Energy Conversion // Ind. Eng. Chem. Res. American Chemical Society, 2024.
3. Nagibin P.S. et al. Using methane hydrate to intensify the combustion of low-rank coal fuels // Energy. 2024. Vol. 304. P. 132044.
4. Vinogradskiy K. et al. Methane hydrate regasification to intensify the combustion of low-rank coal fuels // Fuel. 2025. Vol. 381. P. 133432.

ПРИМЕНЕНИЕ СПЕКТРАЛЬНЫХ РАЗЛОЖЕНИЙ МАТРИЦ ГРАМИАНОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЭС.

Ядыкин Игорь Борисович

Д.т.н., глав. науч. сотр., лаб.82, e-mail: Jad@ipu.ru

Институт проблем управления им. В.А.Трапезникова РАН, г. Москва

Искаков Алексей Борисович

К.ф.м.н, зав. лаб.82, e-mail: isk_alex@mail.ru

Институт проблем управления им. В.А.Трапезникова РАН, г. Москва

Теория управления имеет многочисленные приложения к электрическим системам, производственным процессам, системам связи, самолетам, космическим аппаратам. Разработаны новые алгоритмы поэлементного вычисления матриц прямых и обратных грамианов для устойчивых непрерывных линейных МИМО LTI систем на основе спектральных разложений грамианов в форме произведений Адамара. Преобразование уравнений состояния в канонические формы управляемости и наблюдаемости позволяет упростить решение уравнений Ляпунова и исследовать структурные свойства управляемости и наблюдаемости. В докладе показано, что матрицы мультипликаторов в произведении Адамара являются инвариантами при различных преобразованиях подобия линейных непрерывных систем. Получены спектральные разложения обратных матриц грамианов непрерывных динамических систем по спектрам самих матриц грамианов и исходных матриц динамики. Исследованы свойства матриц мультипликаторов в спектральных разложениях грамианов. С помощью этих результатов получены спектральные разложения следующих энергетических метрик: объемов эллипсоидов притяжения, следов матрицы прямого и обратного грамианов управляемости, входной и выходной энергии системы, индексов центральности энергетических метрик управляемости, средней минимальной энергии.

Применение преобразований уравнений состояния в канонические формы управляемости и наблюдаемости позволило упростить формулы спектральных разложений матриц грамианов. В докладе в качестве спектров рассматриваются как спектры матрицы динамики системы, так и спектры сингулярных чисел грамианов. Получены новые спектральные и структурные разложения конечных грамианов в форме Адамара для решений алгебраических и дифференциальных уравнений Ляпунова линейных стационарных многосвязных систем с многими входами и многими выходами систем, в том числе и для случая кратных корней характеристического уравнения системы. При этом скалярная часть произведений Адамара зависит от времени, а матричная часть зависит от матриц Фаддеева в разложении резольвенты матрицы динамики и правых частей уравнений Ляпунова. Показано, что мультипликатор грамиана управляемости для SISO LTI системы в канонической форме управляемости является матрицей Сяо и инвариантом при преобразованиях подобия, который зависит от разности собственных чисел матрицы динамики и их кратности. Он формирует основные энергетические метрики базового энергетического баланса системы. Матричная часть произведений Адамара формирует весовые коэффициенты в спектральном разложении квадрата H_2 нормы передаточной функции матрицы динамики. Полученные результаты обобщены для класса

динамических сетей. В этом случае большую роль играют конечные грамианы, являющиеся решением дифференциальных матричных уравнений Ляпунова. Степень устойчивости сети определяется с помощью энергетической метрики квадрата H_2 -нормы передаточной функции матрицы динамики. Это дает возможность не только установить факт диссипативности переходных процессов, но и исследовать степень их затухания для слабоустойчивых колебательных систем или систем с кратными корнями характеристического уравнения.

Обычная практика оценки устойчивости и противоаварийного управления электроэнергетическими системами (ЭЭС) при планировании режимов и анализе возможных аварийных ситуаций включает задачу выявления и оценки критических колебаний и соответствующих им сечений сети, опасных с точки зрения потери устойчивости. Метод грамианов позволяет обоснованно выявлять слабые связи в структуре электрической сети ЭЭС и определять тем самым сильно связанные подсистемы, объединяемые в общую электросетевую структуру. Нарушения статической устойчивости ЭЭС и каскадное развитие аварий при изменениях режима будут происходить прежде всего по слабым связям. Поэтому исследования статической устойчивости ЭЭС необходимо производить прежде всего по отношению к слабым связям. В работе использованы известные энергетические метрики динамических сетей и разработаны методы и алгоритмы спектральных разложений в качестве дополнительного инструмента для анализа и оптимизации сетей. Полученные результаты могут быть использованы для планирования режимов, настройки системных стабилизаторов и решения задач оптимального размещения датчиков и исполнительных устройств в системах управления ЭЭС.

Работа выполнена в рамках госзадания ИПУ РАН.

Список литературы

1. Antoulas A.C., Approximation of Large-Scale Dynamical Systems // Philadelphia, PA, USA: SIAM Press, 2005.
2. Benner P., Damm T., Lyapunov equations, Energy Functionals and Model Order Reduction of Bilinear and Stochastic Systems // SIAM J. Control Optim. 2011. 49. 686–711.
3. Зубов Н.Е., Зыбин Е.Ю., Микрин Е.А., Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н., Общие аналитические формы решения уравнений Сильвестра и Ляпунова для непрерывных и дискретных динамических систем // Известия РАН. Теория и системы управления. 2017. № 1. С. 3-20.
4. Xiao C.S., Feng Z.M., Shan X.M., On the Solution of the Continuous-Time Lyapunov Matrix Equation in Two Canonical Forms // IEE Proceedings-D, 139 (3), 286-290.
5. Hauksdottir A.S., Sigurdsson S.P., The continuous closed form controllability Gramian and its inverse // Proceedings of the 2009 American Control Conference, St. Louis, MO, USA, 10–12 June 2009, pp. 5345-5350.
6. Sreeram V., Agathoklis P., Solution of Lyapunov equation with system matrix in companion form // IEE Proc. D Control. Theory Appl. 1991. 138. 529–534.
7. Yadykin I.B., Spectral Decompositions of Gramians of Continuous Stationary Systems Given by Equations of State in Canonical Forms // Mathematics. 2022. 10(13). Art. No. 2339.

ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ВЫБОРА СТРУКТУРЫ ОБОРУДОВАНИЯ МУЛЬТИ-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Насибова Елизавета Михайловна

ассистент каф. АЭЭС, lizai2000@mail.ru

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Надежность и экономичность систем энергоснабжения это два свойства, которые во многом определяют потенциал социально-экономического развития территорий. Однако, при управлении развитием системы теплоснабжения и электроснабжения рассматриваются отдельно, что в результате привело к «котельнизации» [1]. Поэтому во многих малых и средних городах (МСГ) России доминирует раздельное производство дорогой энергии, что в сочетании с высокой частотой и продолжительностью прерываний энергоснабжения противоречит интересам, как населения, так и малого и среднего бизнеса.

С появлением когенерационных установок возникают предпосылки для создания целостной мульти-энергетической инфраструктуры МСГ, основанной на совместном производстве тепловой и электрической энергии. Для повышения энергетической эффективности производства энергии рассматривается включение в состав инфраструктуры систем накопления тепловой (СНТЭ) или электрической (СНЭЭ) энергии, различных преобразователей электроэнергии в тепло. Оптимальное сочетание технических средств позволит создать гибкую мульти-энергетическую инфраструктуру, способную реагировать на диссонансы, диспропорции и дисбалансы, сохраняя доступную стоимость тепла и электричества в сочетании с обеспечением требуемой бесперебойности энергоснабжения.

Для получения полезных эффектов необходимо определить состав и мощность технических средств для придания мульти-энергетической инфраструктуре гибкости, то есть обеспечения повышения экономичности и надежности энергоснабжения. Решение указанной задачи потребовало разработки имитационной модели мульти-энергетической инфраструктуры.

Основным источником электроэнергии является мини-ТЭЦ с газопоршневыми установками (ГПУ), которые могут выполнять различные функции в системах электро- и теплоснабжения. Например, обеспечить покрытие пиковых нагрузок энергорайона, что обеспечит равномерную загрузку районной подстанции и позволит получить системные эффекты. Однако при этом снижается коэффициент использования установленных мощностей (КИУМ) ГПУ и возрастает неравномерность отпуска тепловой энергии, что требует повышения маневренности газовых котлов. Одним из вариантов повышения КИУМ ГПУ является включение в состав мульти-энергетической инфраструктуры в качестве СНЭЭ проточных редокс-батареи, однако их использование ограничивается их высокой стоимостью.

Для повышения КИУМ и снижения требований к маневренности котельного оборудования предлагается использовать СНТЭ. Выпускаемые промышленностью СНТЭ позволяют снизить неравномерность графиков тепловой нагрузки в суточном, недельном или месячном разрезе времени. При суточном регулировании энергоемкость СНТЭ выбирается по графику теплопотребления в наиболее холодный день. [3].

Наличие ГПУ не исключает оснащение энергосистемы котельными установками, так как в зимний период спрос на тепло превышает электричество в 2,5–5 раз. Однако включение в состав мульти-энергетической инфраструктуры электродвигателей снижает мощность пиковых газовых

котлов и при этом повышается надежность теплоснабжения. С их включением в состав инфраструктуры повышается КИУМ ГПУ, так как электроснабжение электродкотлов осуществляется в периоды снижения электрической нагрузки. При этом увеличивается производство тепла в когенерационном режиме, что сопровождается снижением удельных расходов топлива (УРУТ) на производство энергии. Размер установленной мощности газовых котлов снижается, а их КИУМ возрастает, что повышает целесообразность трансформации газовых отопительных котельных в мини-ТЭЦ.

Разработанная имитационная модель мульти-энергетической инфраструктуры позволяет выбрать мощность ГПУ, электродкотлов, СНТЭ для удовлетворения спроса в тепловой и электрической нагрузки для заданной территории. На рис. 1 приведен пример выбора состава оборудования мульти-энергетической инфраструктуры, обеспечивающего максимальный КИУМ основных источников тепловой и электрической энергии и при этом снижается размер УРУТ на их производство.

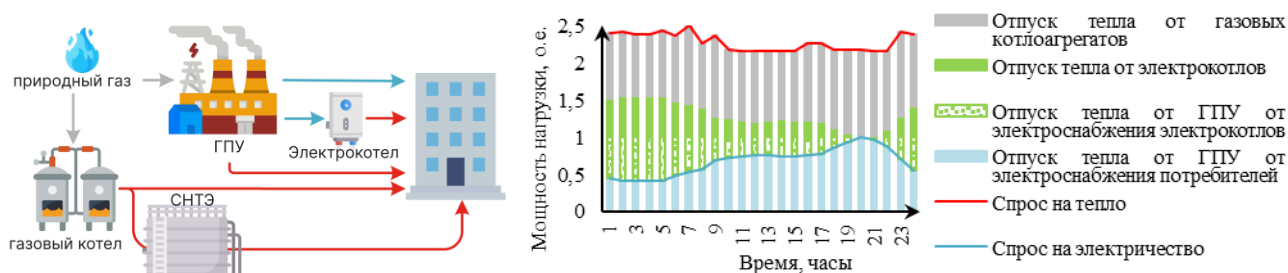


Рис. 1. Структура оборудования мульти-энергетической инфраструктуры

Выводы

Разработанная имитационная модель позволяет создать инструментарий для выбора структуры гибкой мульти-энергетической инфраструктуры, повышающей надежность и экономичность энергоснабжения, что соответствует интересам населения и малого и среднего бизнеса. Оптимальное сочетание инновационных технических средств, приводит к повышению эффективности производства энергии, которая характеризуется расходами топлива и КИУМ. Результаты исследования могут использоваться при обосновании основных технических решений при управлении развитием территорий.

Благодарности и ссылки. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-29-20057, <https://rscf.ru/project/24-29-20057/> и гранта № р-75 Правительства Новосибирской области.

Список источников

1. Стенников В.А., Пеньковский А. В. Проблемы российского теплоснабжения и пути их решения //Всероссийский экономический журнал ЭКО. – 2019. – №. 9 (543). – С. 48-69.
5. Фишов А.Г. Технические и экономические аспекты создания минигридов и их интеграции с централизованным энергоснабжением //Энергетик. – 2022. – №. 4. – С. 27-34.
6. Бык, Ф.Л., Иванова Е.М. Эффективность сочетания тепловых накопителей и котельных установок //Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы 96-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко – С. 538-547.

- температура подвода рабочего тела к камере сгорания не может превышать температуру на выходе из турбины.

Одним из базовых факторов сравнения разных энергетических установок является их термодинамический анализ и выявление характерных особенностей. Для определения возможных значений параметров давления и температур рабочего тела при промежуточном перегреве в первой итерации проводится сравнение с паровым котлом.

Давление, при котором значение КПД максимально, зависит от начальных и конечных параметров цикла. Оптимальное значение КПД устанавливается, когда давление промежуточного перегрева составляет от 15% до 30% давления в начальной точке.

Преимущества использования установки на основе CO₂ цикла со ступенчатым перегревом:

- Повышение термодинамической эффективности.
- Отсутствие выбросов CO₂ в атмосферу.
- Замкнутость контуров.
- Минимальное количество воды в технологических цепочках.

Недостатки использования CO₂ цикла со ступенчатым перегревом:

- Усложнение технологической схемы.
- Более трудозатратное и требующее специальных навыков проектирование газовых турбин, работающих на диоксиде углерода.
- Нехватка знаний и информации для налаживания постоянной работы цикла Аллама, чтобы создать серийное производство данной технологии.

Термодинамические значения рабочего тела в расчетных точках определяют по программам CoolPack и WaterSteamPro. При определении тепловых потоков, учитывают средние для процесса значения изобарной теплоемкости CO₂.

Таким образом, можем сделать вывод, что исследование энергетических циклов на углекислом газе со ступенчатым перегревом могут оказаться востребованными для решения проблем декарбонизации.

Список литературы:

1. IEA, Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021, 2021. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2> (accessed 2023-01-21).
2. Об ограничении выбросов парниковых газов. Федеральный закон от 2 июля 2021 г. №296-ФЗ. <http://www.kremlin.ru/acts/bank/47013> (accessed 03.01.2023).
3. K. Wimmer, W. Sanz. Optimization and comparison of the two promising oxy-combustion cycles NET Power cycle and Graz Cycle, International Journal of Greenhouse Gas Control, 2020, vol. 99, art.no. 103055. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103055>
4. С.В. Алексеенко, П.А. Щинников, И.С. Садкин Влияние термодинамических параметров на энергетические характеристики CO₂-циклов при кислородном сжигании метана // Теплофизика и аэромеханика. – 2023. – Т. 30, № 1. – С. 89-98.
5. I.S. Sadkin, P.A. Shchinnikov Influence of the Proportion of the Working Fluid Renewal on Semi-closed Oxy-Fuel sCO₂ Power Cycles Efficiency Indicators // Arabian Journal for Science and Engineering. – 2024. – DOI 10.1007/s13369-024-09286-x

РЕГРЕССИОННЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ АКТИВНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ВЫБРОСАМ БЕНЗ(А)ПИРЕНА ОТ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ

Кобылкин Михаил Владимирович

Канд. техн. наук, доцент кафедры Энергетики, e-mail: mikhail.kobylkin@yandex.ru

Риккер Юлия Олеговна

Старший преподаватель кафедры Энергетики, e-mail: yrikker@mail.ru

Забайкальский государственный университет, г. Чита

Проблема загрязнения атмосферы бенз(а)пиреном (BaP), одним из наиболее токсичных полициклических ароматических углеводородов, становится особенно острой в условиях высокой фоновой концентрации, типичной для регионов с угольной генерацией энергии [1]. Для глубокого понимания механизмов формирования BaP и количественной оценки его эмиссий авторами был предложен и реализован активный эксперимент.

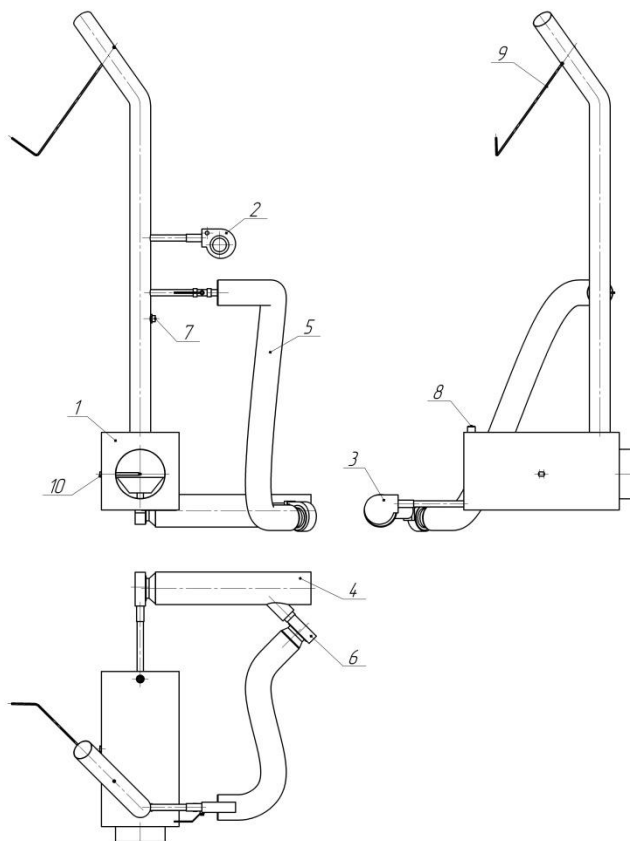


Рис. 1. Чертеж стенда, где: 1 – топка с дымовой трубой, 2 – дымосос, 3 – дутьевой вентилятор, 4 – линия подачи атмосферного воздуха, 5 – линия рециркуляции, 6 – вентилятор рециркуляции, 7 – пробоотборная точка, 8 – бобышка для датчика давления, 9 – шибер газохода, 10 – термопара.

С целью проверки гипотезы ускоренного радикально-цепного роста количества BaP был спроектирован специализированный огневой стенд с системой рециркуляции охлажденных дымовых газов, содержащих BaP (рис. 1). Стенд позволяет регулировать фоновую

концентрацию ВаР во входящем воздухе, моделируя реальные атмосферные условия, и проводить контролируемые эксперименты со слоевым сжиганием угля.

Методика эксперимента включала последовательные шаги подготовки и калибровки оборудования, точного регулирования режимов горения по кислороду и отбора проб уходящих газов с использованием АФА фильтров и последующего хроматографического (ВЭЖХ) анализа проб на содержание ВаР [2].

В ходе активного эксперимента выявлена количественная зависимость между фоновой концентрацией ВаР во входном воздухе и его концентрацией в дымовых газах на выходе, выраженная через коэффициент усиления выбросов. Результаты статистически обработаны методом регрессионного анализа, позволив построить уравнение регрессии для коэффициента усиления с коэффициентом детерминации близким к единице ($r^2 \approx 0,999$), который представлен в виде графической интерпретации на рис. 2.

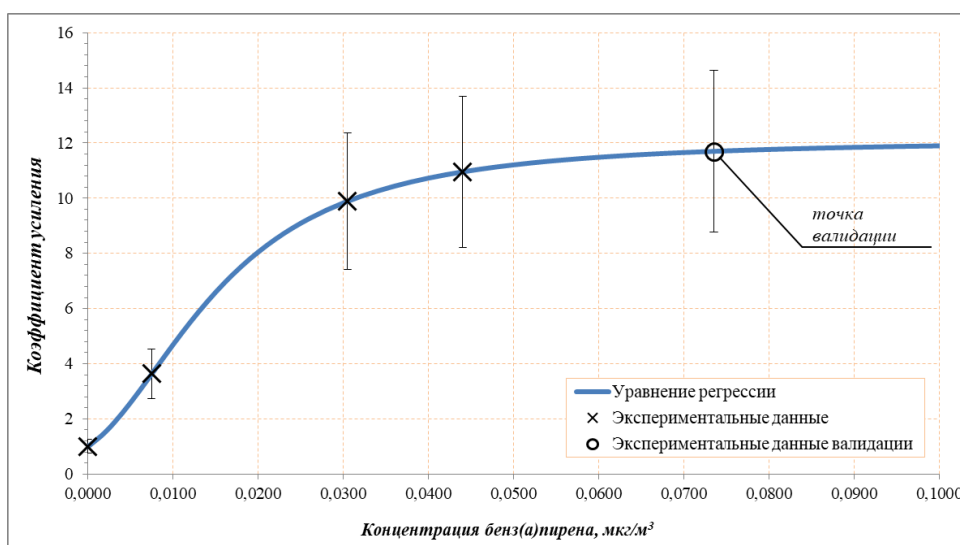


Рис. 2. Графическая интерпретация коэффициента усиления.

Полученное уравнение коэффициента усиления демонстрирует нелинейную зависимость и ускоренный рост концентрации ВаР в продуктах горения при увеличении его фоновой концентрации.

Таким образом, проведенный регрессионный анализ активного эксперимента подтвердил гипотезу и предоставил практическую возможность применения полученных зависимостей для прогнозирования и управления выбросами ВаР, существенно улучшая экологическую безопасность объектов энергетики.

Список источников.

1. Иваницкий, М. С. Экологическая безопасность ТЭС: монография / М. С. Иваницкий. – Волжский : Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском, 2024. – 151 с.
2. МУК 4.1.1273-03. Измерение массовой концентрации химических веществ люминесцентными методами в объектах окружающей среды: Сборник методических указаний.— М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003.— 272 с.

АНОМАЛЬНОЕ ПОВЕДЕНИЕ ВЫБРОСОВ БЕНЗ(А)ПИРЕНА В УСЛОВИЯХ ФОНОВОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ

Риккер Юлия Олеговна

Старший преподаватель кафедры Энергетики, e-mail: yrikker@mail.ru

Кобылкин Михаил Владимирович

Канд. техн. наук, доцент кафедры Энергетики, e-mail: mikhail.kobylkin@yandex.ru

Забайкальский государственный университет, г. Чита,

Бенз(а)пирен (BaP) является одним из наиболее токсичных и канцерогенных полициклических ароматических углеводородов, образующихся при сжигании углеродсодержащего топлива, особенно угля. Проблема загрязнения атмосферного воздуха BaP особенно актуальна в регионах с интенсивной угольной генерацией и неблагоприятными климатическими условиями, где концентрация этого вещества часто многократно превышает предельно допустимые уровни [1].

Несмотря на большое количество исследований, механизмы образования и поведения BaP под воздействием фоновых концентраций остаются недостаточно изученными. В мировой практике уже выявлены отдельные закономерности увеличения эмиссий BaP при неблагоприятных метеорологических условиях и наличии исходной фоновой концентрации [2-4], однако количественная связь и механизмы такого усиления пока не получили достаточного объяснения.

Авторами предложена гипотеза ускоренного радикально-цепного механизма роста количества BaP в атмосфере, предполагающая, что при сжигании топлива в условиях локального дефицита кислорода и высоких температур, поступающий вместе с воздухом фоновый BaP может частично разлагаться на радикальные фрагменты. Эти радикалы взаимодействуют с продуктами пиролиза топлива, что ведет к рекомбинации в более сложные и крупные полициклические структуры, усиливая общие выбросы BaP.

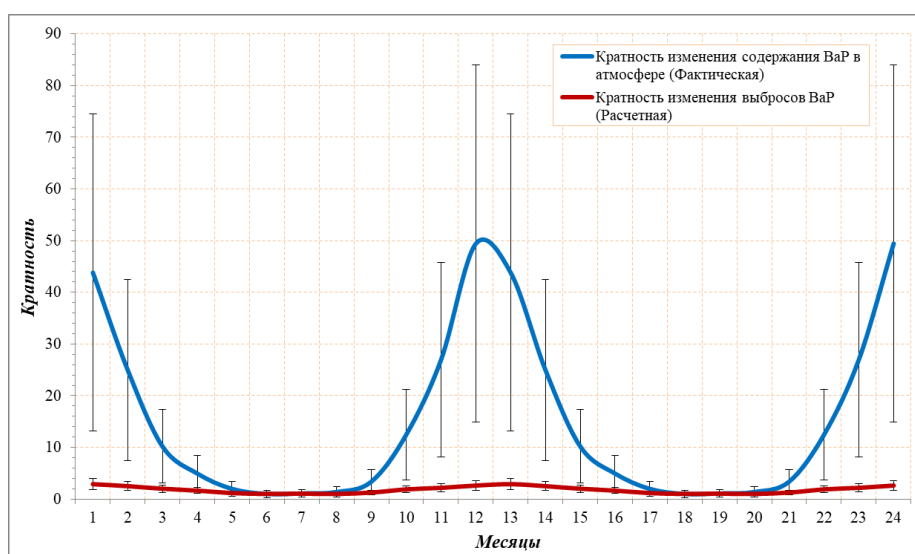


Рис. 1. Кратности изменения концентраций и выбросов BaP для г. Читы.

Согласно гипотезе предполагается, что высокая фоновая концентрация BaP из-за климатических особенностей является основным фактором увеличения выбросов BaP.

На текущем этапе проведена статистическая обработка данных многолетнего мониторинга атмосферного воздуха в городе Чите. Установлены четкие сезонные закономерности в концентрациях BaP, подтверждающие влияние внешних климатических и топографических факторов на формирование высоких концентраций.

Аномальное поведение выбросов BaP подтверждается сравнительным анализом кратности изменения концентраций BaP в атмосферном воздухе по данным мониторинга и расчетной кратностью увеличения выбросов BaP от энергетических объектов в условиях сложившихся внешних факторов.

Под кратностью в данном случае понимается отношение среднемесячной концентрации BaP в *i*-ом месяце к минимальной среднемесячной концентрации за рассматриваемый период.

Результаты показывают (Рис. 1), что фактическая кратность изменения концентрации BaP в атмосфере г. Читы в зимний период на порядок превосходит расчетные значения. В отличие от г. Читы, в городах европейской части России, таких как Москва и Санкт-Петербург, сезонная кратность концентраций BaP не превышает 2–3, укладываясь в диапазон расчетных значений, что подтверждает значимость климатических факторов.

Поскольку энергетические объекты являются основными источниками выбросов BaP, выявленное несоответствие между расчетными и фактическими значениями кратности указывает на наличие неучтённого механизма, который может быть объяснен выдвинутой гипотезой, что подчёркивает актуальность и научную значимость изучения предложенного механизма радикально-цепного роста концентрации данного соединения.

Полученные статистические зависимости будут использованы для последующей экспериментальной проверки гипотезы.

Таким образом, подтверждение гипотезы и выявление механизмов аномального поведения BaP позволит разработать новые подходы к управлению выбросами и снизить негативное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Список источников.

1. Иваницкий, М. С. Экологическая безопасность ТЭС: монография / М. С. Иваницкий. – Волжский : Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском, 2024. – 151 с.
2. Bukowska, B. Benzo[a]pyrene — Environmental Occurrence, Human Exposure, and Mechanisms of Toxicity / B. Bukowska, K. Mokra, J. Michałowicz // International Journal of Molecular Sciences. – 2022. – Vol. 23. – № 11. – Article 6348. – DOI: 10.3390/ijms23116348.
3. Flaga-Maryańczyk, A. The Impact of Local Anti-Smog Resolution in Cracow (Poland) on the Concentrations of PM10 and BaP Based on the Results of Measurements of the State Environmental Monitoring / A. Flaga-Maryańczyk, K. Baran-Gurgul // Energies. – 2021. – Vol. 15. – № 1. – Article 56.
4. Schreiberová, M. Benzo[a]pyrene in the Ambient Air in the Czech Republic: Emission Sources, Current and Long-Term Monitoring Analysis and Human Exposure / M. Schreiberová, L. Vlasáková, O. Vlček, J. Šmejdiřová, J. Horálek, J. Bieser // Atmosphere. – 2020. – Vol. 11. – № 9. – Article 955. – DOI: 10.3390/atmos11090955.

ПРИМЕНЕНИЕ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩЕЙ ПОРОДЫ В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВНОЙ ДОБАВКИ. ПЕРСПЕКТИВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ.

Рудой Валерий Игоревич

Аспирант кафедры энергетики, valera_rud_99@mail.ru

Кобылкин Михаил Владимирович

Доцент кафедры энергетики

Риккер Юлия Олеговна

Старший преподаватель кафедры энергетики

Забайкальский государственный университет, г. Чита

Малые угольные отопительные и промышленные котельные зачастую имеют достаточно низкий КПД ($< 60 \%$) и являются локальными источниками загрязнения атмосферы оксидами азота, серы, углерода и прочими веществами. Вместе с повышенным расходом топлива это обуславливает экологические и социальные риски. Особо остро данная проблема присутствует в Забайкальском крае. Существующие технологические решения данной проблемы не всегда возможно реализовать в силу действия различных факторов. Таким образом, возникает необходимость поиска решения данной проблемы.

Одним из направлений работы по решению данной проблемы может стать мало затратная модернизация топлива. А именно добавление компонентов, снижающих выбросы вредных веществ. Таким компонентом может выступать цеолит, а точнее цеолит содержащая порода. Природные цеолиты Шивыртуйского месторождения доступны в Забайкальском крае, обладают высокоёмкой, температурно-устойчивой сорбционной поверхностью и химической стойкостью, что позволяет улавливать SO_2 и NO_x [1].

Добавление цеолитсодержащей породы в твёрдое топливо в виде брикетов (древесина + уголь) снизит концентрации газообразных загрязнителей без усложнения котельного оборудования.

Преимуществами данного решения будет: отсутствие необходимости модернизации котлов и газоочистки – замена только вида топлива; снижение сернокислотной коррозии вследствие абсорбции SO_2 цеолитом, что позволит снизить температуру уходящих газов и увеличить КПД котельных установок; возможность применения золы-сорбента в качестве кислотно-щелочного удобрения.

Комбинация углеродсодержащих компонентов в виде древесины и каменного угля в структуре топливных брикетов демонстрирует выраженный экологический эффект: при сжигании такой смеси наблюдается снижение концентраций основных газообразных загрязнителей, в частности оксидов азота и серы [2]. Введение цеолитсодержащей добавки в состав брикета дополнительно интенсифицирует процессы сорбции токсичных компонентов, способствуя дальнейшему снижению эмиссии. Результаты первичных экспериментов по термическому разложению указанных топливных композиций подтвердили, что совокупные выбросы NO_2 и SO_2 могут быть снижены до 60% по сравнению с традиционным углём.

Перспективным направлением является оптимизация рецептуры брикетов путём варьирования массовых долей угля, древесной составляющей и цеолита. Такой подход позволит достичь баланса между экологической эффективностью и сохранением требуемых

теплофизических характеристик топлива (теплота сгорания, воспламеняемость, прочность на сжатие и пр.).

Кроме того, изготовленные топливные брикеты характеризуются рядом эксплуатационных преимуществ: высокой однородностью химического состава и геометрической формой, адаптированной под автоматизированные системы подачи твёрдого топлива в топочные агрегаты.

Список источников.

1. Региональные разработки в области подавления газовых выбросов угольных ТЭС : Учебное пособие / А.Г. Батухтин, А.Н. Хатькова, М.В. Кобылкин [и др.]. – Чита : Забайкальский государственный университет, 2021. – 307 с.
2. Янковский С. А., Кузнецов Г. В. Особенности физико-химических превращений смесевых топлив на основе типичных каменных углей и древесины при нагреве //Химия твердого топлива. 2019. № 1. С. 26–33. DOI 10.1134/S0023117719010080.

ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ПОТОКА В ПЛАЗМЕННО-ТОПЛИВНЫХ СИСТЕМАХ

А.Г. Батухтин*, С.Г. Батухтин, Е.А. Махов, О.П. Яковлева, А.Э. Носкова

Забайкальский государственный университет, Чита

*E-mail: batuhtina_ir@mail.ru

Изучена динамика процесса воспламенения в плазменно-топливной системе в зависимости от концентрации угольной пыли и ее дисперсного состава. Установлена достоверная конвергенция данных моделирования процесса термохимической подготовки топлива с эмпирическими результатами. Для интервала значений топливной пыли 0,2-0,8 кг/кг абберрация параметров температуры потока не превышает 2 %.

Для повышение экологической и экономической эффективности угольной энергетики требуется разработка и внедрение новых технологий, одной из которых может стать безмазутное воспламенение твердого топлива в плазменно-топливной системе (ПТС) [1, 2].

Для экспериментальных исследований кинетики и аэродинамики воспламенения пылеугольного потока с учетом дисперсного состава и концентрации пыли был разработан натурный стенд ПТС (рис. 1): угольная пыль из бункера (1) с помощью питателя (4), оснащенного электродвигателем с частотно-регулируемым приводом (3), поступает в смеситель угольной пыли (5) с потоком воздуха нагнетаемым дутьевым вентилятором (2). Аэросмесь после пылесмесителя (5) поступает в зону термохимической подготовки топлива (ТХПТ) с работающим плазмотроном (6), где происходит её воспламенение и подготовка при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 0,8$. Далее дымовые газы поступают в циклон (7) и удаляются в атмосферу (8).

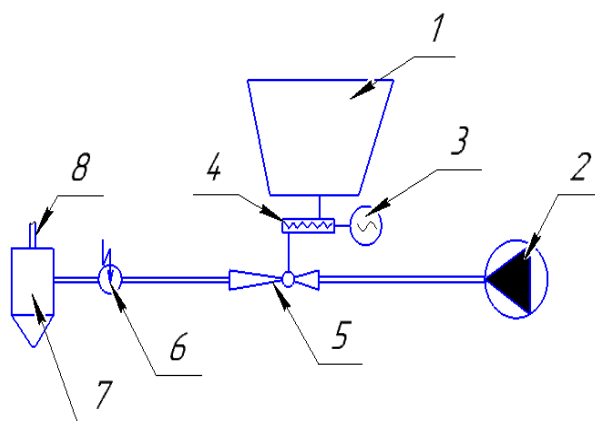


Рис. 1. Схема экспериментальной плазменно-циклонной установки

На предварительном этапе проведена аэродинамическая регулировка потоков с выставлением расхода воздуха соответствующих заданным. Далее изучалось аэродинамическое сопротивление при холодной продувке всех узлов установки; затем осуществлялась продувка прогретым воздухом с незначительным количеством угольной пыли при включенном

плазмотроне. На завершающей стадии исследован режим устойчивого горения на примере Окино-Ключевского угля (с выходом летучих 42,3 %).

Результаты эксперимента представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты экспериментального исследования ПТС

Измеряемый параметр	Величина
Массовый расход пыли, т/ч	0,0375
Температура на выходе из ПТС, °С	971
Температура воздуха для горения, °С	100
Расход воздуха, м³/ч	138,9
Температура в камере, °С	>1500
Коэффициент избытка воздуха	0,8
Потери напора в камере ТХПТ, Па	247,12
Давление нагнетания дутьевого вентилятора, кПа	10,3
Давление пылевоздушной смеси (после пылесмесителя), кПа	4

В результате термохимической подготовки угля к сжиганию в ПТС потери тепла от мехнедожога со шлаком составили менее 1 %, а с уносом близки к нулю [3], потому как, искусственное топливо, полученное после подобного воздействия, состоит из $\text{CO} + \text{H}_2$ и коксового остатка при 970 °С выгорает полностью, создавая условия для высоких температур окисления. Степень ТХПТ углей различных марок к сжиганию коррелирует с коэффициентом избытка воздуха и мощностью плазмотрона.

В результате проведенных испытаний ПТС производительностью 0,037 т/ч с малыми габаритными размерами (диаметром - 0,04 м, длиной – 3 м) был получен высокоэнтальпийный газ. Результаты сравнения моделирования и экспериментальных исследований показаны на рисунке 2, согласно данным которого моделирование ПТС показало высокую степень сходимости с экспериментальными данными. Погрешность определения температуры потока после ПТС лежит в пределах 2 % для диапазона концентрации пыли 0,2...0,8 кг/кг.

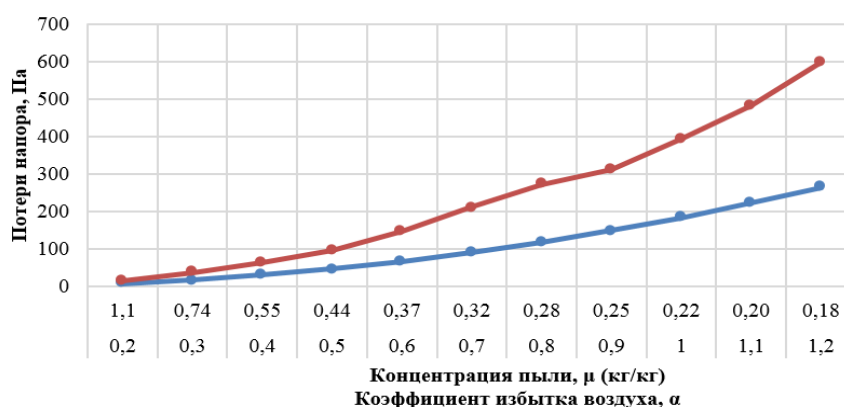


Рис. 2. Зависимость потери напора от концентрации угольной пыли и коэффициента избытка воздуха (кривая результатов моделирования – синего цвета, экспериментальных исследований - красного)

На основании экспериментальных данных было получено значительное отклонение от расчётных значений фактических потерей напора, а коэффициент местного сопротивления камеры плазменной ТХПТ, составил 3,3.

Исследование поддержано государственным заданием Минобрнауки РФ № 10230222000-2-2.7.3 (ЕГИСУ НИОКТР), тема № 123102000012-2 Комплексное исследование аэродинамических характеристик плазменных систем термохимической подготовки топлива, соглашение № 075-03-2023-028/1 от 05.10.2023 г.

Список литературы

1. М.Н. Орынбасар, В.Е. Мессерле, А.Б. Устименко. Моделирование и эксперименты по плазменному воспламенению Экибастузского угля в виде пыли // Горение и плазмохимия, т. 22, № 3, с. 179-186, 2024. DOI: [https://doi.org/10.18321/cpc22\(3\)179-186](https://doi.org/10.18321/cpc22(3)179-186)
2. К.А. Умбеткалиев, А.Б. Устименко. Кинетический расчет плазменно-воздушной и плазменно-паровой газификации твердых топлив // Горение и плазмохимия, Т. 20, №1, с. 73-81, 2022. DOI: <https://doi.org/10.18321/cpc483>
3. A.S. Anshakov, A.E. Urbakh., V.G. Samusev, et al. Mikroplasmatron for light-alloy articles // Plasma Physics and Plasma Technology: Proc. Hi. Int. Conf., Minsk: IMAP NAS Belarus, vol. 2, pp. 554-557, 2000.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЙ ЕЁ ПРОИЗВОДСТВА НА ОСНОВЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

Мукашева А.М.,

Студент, e-mail: madam.mukaschewa1@yandex.ru,

Щинников П.А.

д.т.н., профессор e-mail: shchinnikov@corp.nstu.ru

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Введение

Одним из перспективных направлений развития энергетики на органическом топливе является создание новых установок на основе CO₂ циклов [1-5]. В таких циклах не требуется выделение CO₂ из продуктов сгорания, а наиболее предпочтительным вариантом захоронения является его транспортировка по трубопроводным системам и закачка в подземные горизонты.

Для оценки целесообразности внедрения данных технологий необходимо провести сравнительный анализ их эффективности с традиционными технологиями выработки электроэнергии на органическом топливе. Анализ требует разработки методики такого расчёта, который сможет обеспечить сопоставимость результатов. Задача может быть решена при помощи методики определения затрат энергии на собственные нужды поагрегатно для каждой сравниваемой установки. В этом случае сравниваемыми показателями действия установок разного типа будут значения, которые характеризуют затраты электроэнергии собственных нужд.

Методика исследования

Для анализа рассмотрены паротурбинная установка мощностью 200 МВт, парогазовая установка мощностью 175 МВт и технологии на основе CO₂-циклов сопоставимой единичной мощности, в четырех вариантах исполнения: вариант 1 – цикл с конденсацией рабочего тела, вариант 2 – цикл с одноступенчатым повышением давления компрессором, предложен в НГТУ, вариант 3 – цикл с одноступенчатым повышением давления насосом, предложен в НГТУ, вариант 4 – цикл с двухступенчатым повышением давления [6-8].

В расчетах использовались термодинамические характеристики циклов и рабочих тел сравниваемых установок, их технические особенности и физические константы веществ, при известных или заданных технологическим процессом термодинамических характеристиках в расчетных точках. При этом мощность каждого насоса определялась выражением, кВт

$$N_{\text{н}} = \frac{D \cdot v \cdot \Delta P}{\eta_{\text{н}}} \cdot 10^{-3}. \quad (1)$$

В этом выражении: D – расход перекачиваемой жидкости через насос, кг/с; v – объем перекачиваемой жидкости, м³/кг; ΔP – напор, развиваемый насосом, Па; $\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса.

Эквивалентная электрическая мощность компрессоров, МВт

$$N_{\text{к}} = \frac{D_0 H_{\text{к}}}{\eta_{\text{к}} \eta_{\text{эм}}} 10^{-3}. \quad (2)$$

В этом выражении D_0 – расход рабочего тела, кг/с; $H_{\text{к}}$ – удельная работа сжатия, кДж/кг; $\eta_{\text{к}}$ – КПД компрессора; $\eta_{\text{эм}}$ – электромеханический КПД потерь электропривода с учетом потерь в редукторе.

Для энергетических установок, реализующих CO₂-циклы при кислородном сжигании метана, появляется ещё один крупный потребитель электроэнергии собственных нужд –

воздухоразделительная установка по производству кислорода (ВРУ). Мощность воздухоразделительной установки определяется по выражению, МВт

$$N_{\text{ВРУ}} = 5,86 k_{\text{уд}} k_{\text{зап}} B, \quad (3)$$

где 5,86 – переводной размерный коэффициент, учитывающий стехиометричность соотношения кислорода и метана при сжигании; $k_{\text{уд}}$ – удельный расход электроэнергии на производство сжиженного кислорода, кВт·ч/м³; $k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса мощности; B – расход условного топлива, кг у.т./с.

Кроме того, для системы отвода теплоты в окружающую среду требуется установка дутьевых вентиляторов. Их мощность определяется выражением, МВт

$$N_{\text{дв}} = 3,6 \cdot D_0 \cdot k_{\text{дв}} \cdot m \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

где D_0 – расход рабочего тела (CO₂), кг/с; $k_{\text{дв}}$ – удельные затраты электроэнергии на транспортировку воздуха, $k_{\text{дв}} = 0,023$ кВт·ч/т; m – кратность циркуляции воздуха ($m = G_{\text{возд}}/G_{\text{CO}_2} = 150-200$).

Коэффициент затрат энергии собственных нужд для энергоблока был определен по следующей формуле:

$$k_{\text{с.н}} = \frac{1,005 \cdot N_{\text{сн}}}{N}. \quad (5)$$

Результаты исследования и их обсуждение

Ниже представлена таблица 1, в которой приведены результаты расчётов.

Таблица 1. Коэффициент собственных нужд

Вариант технологии производства электроэнергии	$k_{\text{с.н}}$, от.ед
ПТУ 200	4,2
ПГУ 175	1,9
Установка на основе CO ₂ -цикла с конденсацией рабочего тела	27,6
Установка на основе CO ₂ -цикла с одноступенчатым повышением давления компрессором	47
Установка на основе CO ₂ -цикла с одноступенчатым повышением давления насосом	28
Установка на основе CO ₂ -цикла с двухступенчатым повышением давления	35

Коэффициент собственных нужд CO₂-энергоблоков находится на уровне 27-47% в зависимости от конфигурации, что делает их менее выгодными по показателю отпуска электроэнергии чем ПГУ и ПТУ. Для установки на основе CO₂-цикла с одноступенчатым повышением давления компрессором, показатель $k_{\text{с.н}}=0,47$ связан с высокими затратами энергии на привод компрессора. Такое значение делает этот вариант малоприменимым для внедрения в энергетическую практику, однако теоретический интерес при его анализе сохраняется. Остальные варианты CO₂-циклов сохраняют практическую возможность их применения при условии высоких показателей термодинамической эффективности, а также при удовлетворении их стоимостных показателей коммерческим условиям реализации. Этот анализ требует дополнительных исследований.

Выводы

Представлена методика оценки коэффициента собственных традиционных и перспективных энергоблоков производства электроэнергии на основе органического топлива, которая опирается на поагрегатную оценку затрат электроэнергии, что позволяет вести их сравнение с единых позиций.

Показано, что по показателю коэффициента собственных нужд перспективные энергоустановки на основе CO₂-циклов уступают широко применяемым энергоблокам на основе паросиловых и парогазовых установок.

Список литературы

1. R. J. Allam, J. E. Fertvedt, B. A. Forrest and D. A. Freed, "The oxy-fuel, supercritical CO₂ Allam Cycle: New cycle developments to produce even lower-cost electricity from fossil fuels without atmospheric emissions," In ASME Turbo Expo 2014: Turbine Technical Conference and Exposition (American Society of Mechanical Engineering, 2014).
2. Парогазовые установки с полным улавливанием диоксида углерода для чистой энергетики / В.В. Даценко, Ю.А. Зейгарник, Е.Д. Калашникова, А.А. Косой, А.С. Косой, М.В. Синкевич // Теплофизика и аэромеханика, 2020, том 27, №5. – С. 1-8.
3. Wimmer, K, Sanz, W. Optimization and comparison of the two promising oxy-combustion cycles NET Power cycle and Graz Cycle, - International Journal of Greenhouse Gas Control, - V. 99, August 2020, 103055. - <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103055>
4. Thermodynamic optimisation and equipment development for a high efficient fossil fuel power plant with zero emissions / A. Rogalev, E. Grigoriev, V. Kindra, N. Rogalev / Journal of Cleaner Production 236 (2019) 117592. - 11 p. - www.elsevier.com/locate/jclepro. - DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.07.067>
5. Энергетические особенности CO₂-циклов при кислородном сжигании метанола = Energy features of CO₂-cycles during oxygen combustion of methanol / П. А. Щинников, И. С. Садкин, О. В. Боруш, Р. В. Романенко. – DOI 10.30724/1998-9903-2024-26-4-150-159. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики = Power engineering: research, equipment, technology. – 2024. – Т. 26, № 4. – С. 150–159.

КОНЦЕПЦИЯ АТОМНО-ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КОНТЕКСТЕ СТРАТЕГИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ

Байрамов А.Н., Аминов Р.З.

Д.т.н., ведущий научный сотрудник, e-mail: art2198@yandex.ru

Федеральный исследовательский центр «Саратовский научный центр РАН», г.Саратов

Согласно Стратегии развития энергетики России на перспективу до 2050г блоки АЭС планируется привлекать к участию в регулировании суточной неравномерности электрической нагрузки до 50 % от номинальной мощности [1]. Кроме этого, имеются требования по участию блоков АЭС в первичном регулировании частоты [2]. Таким образом, очевидно, что Стратегия предлагает концепцию маневренных АЭС. Но в данных обстоятельствах концепция маневренных АЭС идет по пути их разгрузки, что не эффективно по двум весомым причинам: 1 – капиталоемкое оборудование атомных станций необходимо использовать только с постоянной нагрузкой по критерию рабочего ресурса; 2 – особенности процессов в активной зоне, связанных с ксеноновым отравлением, что в определенный период топливной кампании делает недопустимым разгрузку блока.

Таким образом, предложенная Стратегией концепция маневренных АЭС существенно обостряет проблему обеспечения их базисной нагрузкой в перспективе при полном отсутствии достижения какого-либо экономического эффекта. В этой связи необходимо искать более эффективную и перспективную стратегию, которая позволит работать блокам АЭС без разгрузки в течении суток с получением системного экономического эффекта. Одним из таких путей является комбинирование АЭС с водородным комплексом, т.е., когда невостребованная (провальная) мощность АЭС используется для получения водорода и кислорода методом электролиза воды. Полученные водород и кислород временно запасаются в специальной системе хранения с целью их использования:

- для выработки пиковой мощности блоком АЭС за счет сжигания водорода в кислороде с перегревом рабочего тела (свежий пар) в паротурбинном цикле с повышением КПД и мощности станции; экономический эффект - отсутствие прироста затрат, связанных с разгрузкой АЭС, а также возможность вытеснения пиковых энергоустановок, потребляющих углеводородное топливо;
- для выработки пиковой мощности за счет сжигания водорода в кислороде при использовании специальной ГТУ, а также за счет водород-кислородных топливных элементов в составе основного оборудования водородного комплекса; экономический эффект - по аналогии как в первом направлении;
- товарная продукция, включая снабжение водородом крупные нефтеперерабатывающие предприятия.

Таким образом, возникает ряд направлений с получением системного экономического эффекта. Авторами разработана существенная научная база по проблеме комбинирования АЭС с водородным комплексом, где показана эффективность и конкурентоспособность концепции маневренной АЭС в условиях несения базисной нагрузки.

Список источников

1. Правительство Российской Федерации. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года: распоряжение от 12.04.2025 № 908 р. – М. - 2025.
2. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». Нормы участия энергоблоков атомных электростанций в нормированном первичном регулировании частоты. – Введ. 19.08.2013. – ОАО «СО ЕЭС», 2013

МОДЕЛИРОВАНИЕ АГРЕГИРОВАНИЯ ГЕНЕРАЦИИ ВЕТРОВЫХ И СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ: ИССЛЕДОВАНИЕ СОВОКУПНОГО ВЛИЯНИЯ МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА СТАБИЛЬНОСТЬ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ГЕНЕРАЦИИ

¹Гашимов А.М., ²Рахманов Н.Р., ³Гулиев Г.Б., ⁴Томин Н.В.,

⁵Ибрагимов Ф.Ш., ⁶Ахмедова С.Т., ⁷Махмудова А.К.

¹Институт Физики при Министерстве Науки и Образования Азербайджанской Республики,
Баку, Азербайджан, ahashimov@azereenerji.gov.az

^{2,6,7}Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский
институт энергетики, Баку, Азербайджан, ard.nariman@gmail.com

^{3,5}Азербайджанский технический университет, Баку, Азербайджан

²huseyngulu@mail.ru, ⁵amfanet@mail.ru

⁴Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

⁴tomin.nv@gmail.com

Динамика роста установленной мощности ветровых и солнечных станций за последние годы приобрела устойчивый характер. Эта тенденция требует создания и совершенствования методов интеграции ветро-солнечных источников в энергосистему, направленных на сохранение её устойчивости при стохастическом характере выработки возобновляемых источников.

В данной работе исследуется характер сезонной изменчивости выработки мощности ветровыми и солнечными электростанциями, процессов их комбинирования с целью уменьшения зависимости от балансирующей мощности в энергосистеме с высокой долей возобновляемой генерации. Рассмотрены процессы комбинирования ветро-солнечной генерации для уменьшения зависимости от балансирующей мощности, а также возможности дополнения их выработки генерацией малых гидроэлектростанций (МГЭС) в различные сезоны года. Исследования проведены в регионах Азербайджана с различной долей интегрированных ветровых и солнечных электростанций и разным энергетическим потенциалом гидроресурсов, с учетом географических и метеорологических особенностей регионов. Суммарная установленная мощность возобновляемых источников в энергосистеме 1100 МВт, в том числе: ветровые электростанции – 390 МВт, солнечные – 480 МВт и МГЭС – 230 МВт.

Предложена методика балансировки энергопотребления в энергосистеме с гибридной генерацией на основе ветровых и солнечных электростанций, где изменчивость их выработки компенсируется регулируемой мощностью МГЭС. Проведённое сезонное моделирование показало, что рост потребления электроэнергии в весенне-летний период приводит к увеличению потребности в работе гидроэлектростанций. При этом отсутствие водохранилищ у МГЭС стокового типа ограничивает их возможности по покрытию дефицита выработки гибридной станции, состоящей из ветровых и солнечных источников. Результаты исследования демонстрируют потенциал предложенного подхода для создания устойчивых энергосистем с высокой долей возобновляемой генерации, а также выявляют ограничения, связанные с особенностями работы малых ГЭС в различных сезонных условиях.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА БАЗЕ СУПЕРКОНДЕНСАТОРОВ В СОСТАВЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Хисамов Рустам Русланович

Студент, e-mail: khisamovrr@mpei.ru

Булатов Рамис Вагизович

К.т.н., доцент кафедры Электроэнергетических систем

Петракова Татьяна Владимировна

Студент

Балаев Петр Андреевич

Студент

"Национальный исследовательский университет "МЭИ"

Переход к генерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является актуальной задачей в мировой энергетике на протяжении последних лет. В России при реализации программы ДПМ ВИЭ 2.0 до 2035 года суммарная установленная мощность электростанций на базе ВИЭ должна составить 12–13 ГВт. Анализ результатов конкурсных отборов ОПВ в 2024 и 2025 годах показал, что значительную часть отобранных проектов составляют ветроэлектростанции (ВЭС), плановый объем установленной мощности которых к 2031 году составит 489,516 МВт [1], при этом суммарная мощность ВЭС в 2025 году по планам составит не менее 2,5 ГВт. Общеизвестно, что выдача мощности ВЭС является стохастической величиной, связанной с переменными потоками ветра, а подключение современных ветроэнергетических установок (ВЭУ) IV типа через силовые преобразователи приводит к искажению формы кривой тока и напряжения, к тому же данный способ подключения не обеспечивает инерционного отклика от ВЭУ. Одним из возможных решений проблем является применение систем накопления электроэнергии (СНЭЭ). Наиболее актуальными для применения совместно с ВЭС являются аккумуляторные батареи (АБ) и суперконденсаторы (СК). В рамках данной работы рассматривается использование СК как эффективного типа накопителя с высокими динамическими характеристиками [2].

Целью данной работы является анализ совместной работы ВЭУ и СНЭЭ на базе СК при изменении скорости ветра и параметров режима энергосистем. Для достижения поставленной цели в программном комплексе *Matlab Simulink* были разработаны имитационные модели изолированной и объединенной энергосистем. Схема рассматриваемой энергосистемы представлена на рисунке 1. В ней представлены исследуемые объекты, а также линии электропередачи, трансформаторы, силовые преобразователи и фильтры. В рамках работы были разработаны системы управления для СНЭЭ на базе СК и ВЭУ, включающие в себя преобразования *dq-abc*, систему управления ветровой турбиной, систему фазовой автоподстройки частоты и контроллер тока. Процессы выдачи и потребления мощности ВЭУ и СНЭЭ осуществляются с помощью широтно-импульсной модуляции (ШИМ).

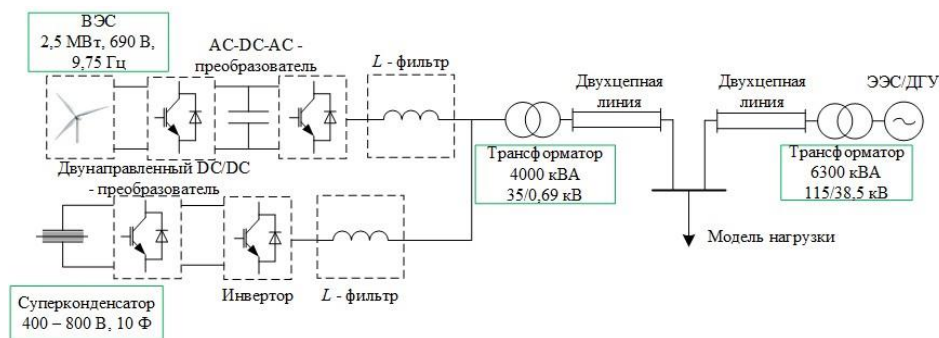


Рис. 1. Рассматриваемая схема энергосистемы

Для анализа работы системы ВЭУ–СК в разработанной модели были проведены различные опыты по изменению скорости ветра и нагрузки. На рисунке 2 представлены результаты моделирования опыта по набросу нагрузки в изолированной системе при наличии стороннего источника питания (ДГУ) мощностью 1,5 МВт. До 0,17 с происходит синхронизация ВЭУ с сетью. В момент времени 0,5 с происходит наброс нагрузки 0,5 МВт. На 0,52 с СК компенсирует дефицит мощности 0,5 МВт. Осциллограммы работы системы ВЭУ–СК приведена рисунке 2(а), нагрузки и частоты в сети – на рисунке 2(б). Результаты показывают, что при повышении потребления активной мощности система ВЭУ–СК практически мгновенно компенсирует возникающий дефицит мощности. Частота в сети не выходит за предельные значения, что характеризует эффективную работу СК.

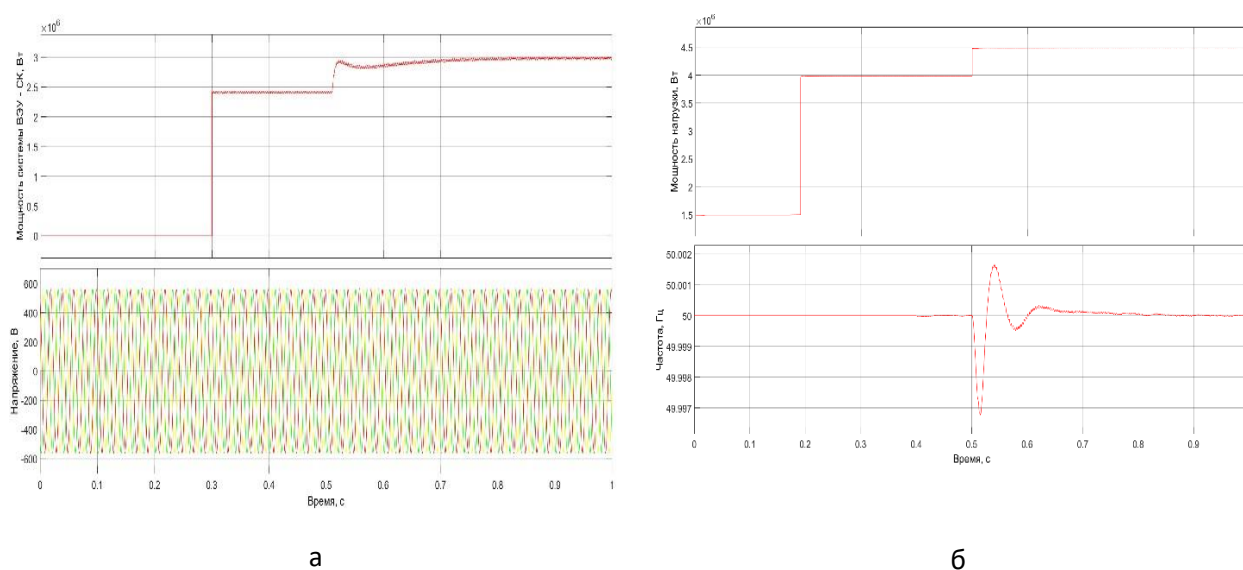


Рис. 2. Результаты опытов при набросе нагрузки в изолированной системе: а – осциллограммы работы системы ВЭУ – СК; б – осциллограммы работы нагрузки

По результатам опытов были подтверждены теоретические сведения о совместной работе ВЭУ и СНЭЭ на базе СК, которые являются эффективным средством обеспечения баланса мощности в энергосистеме. Их использование позволяет поддерживать заданное значение выходной мощности ВЭУ–СК без необходимости разгрузки ВЭУ, а в изолированной энергосистеме система ВЭУ–СК является эффективным средством регулирования частоты.

Список источников

1. Конкурсный отбор проектов ВИЭ. Результаты отборов проектов [Электронный ресурс]. URL: <https://www.atsenergo.ru/vie/proresults> (дата обращения: 26.06.2025).
2. Bulatov R.V. Current Experience and Prospects for the Use of Energy Storage Systems in the Russian Federation. / Bulatov R.V., Balaev P.A., Petrakova T.V., Khisamov R.R. // Proc. VII Intern. Youth Conf. Radio Electronics, Electrical and Power Eng. (REEPE), Moscow, Russia, 2025, pp. 1-7, doi: 10.1109/REEPE63962.2025.10971017.

ЭФФЕКТИВНАЯ И НАДЁЖНАЯ ЧЕТЫРЁХПРОВОДНАЯ ТРЁХФАЗНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА БОЛЬШИЕ РАССТОЯНИЯ

Махмудов Кароматулло Азизович,

к.т.н., старший преподаватель кафедры цифровые технологии и платформы в электроэнергетике,

*Донской государственный технический университет, г. Ростов-на-Дону,
mahmudovkaromat@gmail.com*

Самородов Герман Иванович,

д.т.н., старший научный сотрудник отдела инновационных технологий и цифровых систем,

Савотин Олег Александрович,

*начальник Департамента инновационной деятельности
Филиал АО «Россети НТЦ» - СибНИИЭ, Новосибирск*

Красильникова Татьяна Германовна,

*д.т.н., профессор кафедры автоматизированных электроэнергетических систем,
Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск*

Передача электроэнергии на большие расстояния во всём мире осуществляется с помощью трёхпроводных трёхфазных линий (ТТЛ) сверхвысокого напряжения (500-1150 кВ). Недостаток ТТЛ состоит в том, что при возникновении однофазных устойчивых отказов, доля которых составляет порядка 30%, линия отключается полностью. (Неустойчивые отказы ликвидируются в цикле ОАПВ). Это обстоятельство даёт преимущество линиям постоянного тока, которые при однополюсных устойчивых повреждениях могут работать на одном полюсе с передачей 50% максимальной мощности. Частично указанный недостаток ТТЛ исключается при использовании двухцепных ТТЛ, когда при отказе одной цепи остаётся возможность передачи

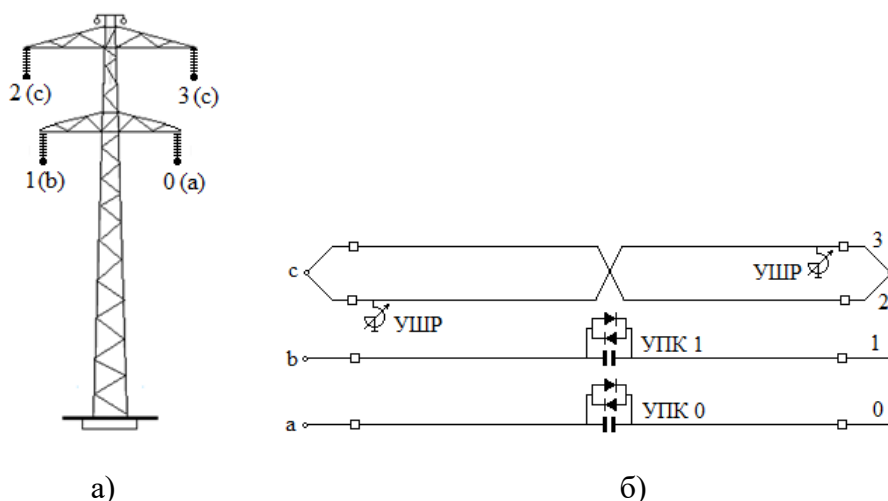


Рис. Промежуточная опора и схема ЧТЛ: а - промежуточная опора; б - схема ЧТЛ

части мощности по остающейся в работе здоровой цепи. Двухцепные ТТЛ используются, когда пропускная способность одноцепной ТТЛ недостаточна для передачи необходимой мощности.

В данном докладе рассматривается четырёхпроводная трёхфазная линия (ЧТЛ), которая обеспечивает пропускную способность на уровне двухцепной ТТЛ при более высокой надежности и эффективности работы. (Рис.)

Одна фаза ЧТЛ выполняется в виде двух параллельно работающих проводов (2 и 3), расположенных в верхнем ярусе, а два провода, размещенные в нижнем ярусе (0 и 1), представляют две другие фазы. Любой параллельно работающий провод в послеаварийных режимах после возникновения устойчивых однофазных отказов используется как резервная фаза. В средней части проводов нижнего яруса включены установки продольной компенсации (УПК0, УПК1), которые исключают продольную несимметрию. УПК могут располагаться как в средней части проводов, так и по обоим концам. Для снижения поперечной несимметрии по концам одного из проводов верхнего яруса размещаются управляемые шунтирующие реакторы (УШР). Транспозиция проводов верхнего яруса, работающих в параллель в нормальных режимах, выполняется для обеспечения допустимого уровня несимметрии в послеаварийных режимах, когда в работе находятся три провода.

При возникновении устойчивых однофазных отказов возможно использование упрощенной схемы перехода на работу в послеаварийном режиме с возможностью передачи порядка 50% мощности исходного максимального режима.

Однако предпочтительнее осуществлять переход на послеаварийный режим, обеспечивая передачу 100% мощности исходного максимального режима. Для этого достаточно включить УПК2 и УПК3 в провода верхнего яруса. В нормальном режиме эти УПК шунтируются. Параметры УПК2, УПК3 определяются из условия обеспечения симметрии в послеаварийном режиме.

Для доказательства технико-экономической эффективности ЧТЛ рассмотрены схемы выдачи мощности станции 2000 МВт на напряжении 500 кВ на расстояние 500 км с использованием двухцепной ТТЛ на разных опорах в одном коридоре и на основе ЧТЛ.

Технико-экономическое сравнение альтернативных вариантов выдачи мощности крупной электростанции показало, что вариант на основе ЧТЛ является предпочтительным, поскольку капвложения в него на 30,5 % меньше, чем в вариант на базе двухцепной ТТЛ, и что не менее важно, по условию надежности вариант с ЧТЛ позволяет передавать в послеаварийном режиме 100% исходной максимальной мощности за счет перехода на трёхфазный режим работы, в то время как при использовании двухцепной ТТЛ теряется в послеаварийном режиме 34 % от мощности, передаваемой в нормальном режиме.

Список источников

1. Arrillaga J., Liu Y.H., Watson N.R. Flexible Power Transmission. The HVDC Options. John Wiley & Sons, Ltd, 2007.
2. Г.И. Самородов, Т.Г. Красильникова. Патент № 2765656 «Одноцепная линия электропередачи высокого или сверхвысокого напряжения». Дата государственной регистрации в Государственном реестре изобретений РФ 01.02.22. Бюл. № 4.

3. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. Под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. М., «Энергия», 1974.
4. Александров Г.Н и др. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения // Под ред. Александрова Г.Н. и Петерсона Л.Л. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-е, 1983. – 366 с.
5. Сборник ФСК «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ», 2013. – 65 с.

АЛГОРИТМ ФОРМИРОВАНИЯ МАССИВА ДАННЫХ ВИРТУАЛЬНОГО БАТАРЕЙНОГО МОДУЛЯ ЛИТИЙ-ИОННЫХ АККУМУЛЯТОРОВ ДЛЯ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Хоанг Фу Нам

Аспирант, e-mail: namhp0108@gmail.com

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Литий-ионные аккумуляторы (ЛИА) в настоящее время представляют собой доминирующую технологию хранения энергии благодаря своей превосходной эффективности и широкой совместимости, особенно в системах накопления энергии (СНЭ) [1]. Точная оценка степени заряженности (SOC) ЛИА является важной гарантией для обеспечения безопасной и надежной работы литий-ионных аккумуляторных систем. Современные методы оценки состояния ЛИА с применением нейросетей требуют больших объемов достоверных обучающих данных. Однако в реальных условиях получение таких данных связано с временными и финансовыми затратами [2]. В данной работе рассматривается метод формирования массива данных виртуального батарейного модуля (ВБМ) из 12 синтетических аккумуляторов на основе одного экспериментального цикла.

В качестве исходных данных использован один полный цикл разряда аккумулятора из набора CALCE [3]. Алгоритм начинается с загрузки исходных данных, инициализации параметров и запуска цикла генерации, в котором 12 раз копируются исходные данные и подвергаются изменению значений тока (I), напряжения (U) и SOC с последующим сохранением в массив. Затем полученные данные объединяются в единый набор.

Данный алгоритм позволил сформировать массив данных ВБМ из 12 уникальных профилей аккумуляторов, имитирующих разнообразные сценарии эксплуатации. Полученные данные применены для предварительного обучения нейросетевой модели.

Разработан алгоритм формирования массива данных ВБМ ЛИА, позволяющий расширить ограниченный обучающий набор. Результаты подтверждают эффективность подхода в контексте подготовки данных для нейросетевого моделирования. В дальнейшем планируется использование расширенного массива для обучения моделей оценки SOC в масштабируемых СНЭ.

Список литературы:

3. 1. Olabi A. G. et al. Artificial neural network driven prognosis and estimation of Lithium-Ion battery states: Current insights and future perspectives // Ain Shams Engineering Journal. – 2024. – Vol. 15(2). <https://doi.org/10.1016/j.asej.2023.102429>
4. 2. Channegowda J. et al. A Deep Learning Approach Towards Generating High-fidelity Diverse Synthetic Battery Datasets. [Электронный ресурс]. URL: <https://arxiv.labs.arxiv.org/html/2304.06043>. [Дата обращения: 05.06.2025].
5. 3. Pecht M. Battery Data Set. CALCE, CALCE Battery Research Group, Maryland, MD; 2017. [Электронный ресурс]. URL: <https://web.calce.umd.edu/batteries/data.htm>. [Дата обращения: 05.04.2025].

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АККУМУЛЯТОРОВ ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ВЫРАВНИВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Юрин Валерий Евгеньевич

Д.т.н., ведущий научный сотрудник, e-mail: urin1990777@bk.ru

Аношин Даниил Михайлович

Младший научный сотрудник, e-mail: daniilanosh@yandex.ru

Федеральный исследовательский центр «Саратовский научный центр РАН», г. Саратов

Высокая стоимость газификации для ряда регионов и отдельных районов населенных пунктов приводит к необходимости использования электрического или твердотопливного отопления в частных жилищных строениях. Электрическое отопление имеет высокую стоимость и требует весомых затрат на развитие энергогенерирующих мощностей и электрических сетей. Теплоаккумулирующие установки позволяют запастись теплом в периоды сниженного тарифа и использовать его в период повышенного тарифа на электроэнергию. Положительный эффект будет наблюдаться: для энергосистемы в целом (снижается требуемая суммарная мощность электростанций и нагрузка на электрические сети), для электростанций (снижение суточной неравномерности энергопотребления), для потребителей (возможность использовать для отопления внепиковую электроэнергию по сниженному тарифу). Для твердотопливных котлов тепловые аккумуляторы способны значительно расширить время между загрузкой топлива, обеспечить комфортную температуру внутри помещения, а также снизить вредные выбросы продуктов сжигания благодаря более полному использованию теплоты сгорания топлива. На сегодняшний день системы теплового аккумулирования в составе систем теплоснабжения применяются в Великобритании, Канаде, Дании, Германии и Финляндии [1-7].

Авторами разработана схема теплоснабжения потребителя, например здания, с использованием аккумулятора фазового перехода (рис. 1). В часы спада электропотребления для зарядки аккумулятора и снабжения теплом потребителей используется основной источник тепла (поверхностные сетевые подогреватели, электродотопители, солнечные батареи и т.д.). В случае использования электродотопителя достигается снижение суточного колебания энергопотребления в энергосистеме, т.к. электродотопитель используется в ночные часы спада электрической нагрузки для отопления потребителей и зарядки теплового аккумулятора, после чего электродотопитель отключается в часы повышенного энергопотребления в энергосистеме. Использование сетевых подогревателей позволяет эффективнее использовать энергогенерирующие источники с высоким коэффициентом использования установленной мощности: в часы спада нагрузки часть энергии тепловой (ТЭС) или атомной тепловой электростанции (АТЭС) идет на теплоснабжение потребителя и зарядку аккумулятора, при этом в пиковые часы энергопотребления для отопления потребителя используется аккумулятор, благодаря чему ТЭС или АТЭС отдают максимально возможную электрическую мощность в энергосистему, что позволяет снизить требуемую суммарную мощность в энергосистеме и нагрузку на электрические сети. Также, благодаря выравниванию нагрузки, ТЭС смогут работать в ночные часы с большим коэффициентом полезного действия, что позволит снизить потребление органического топлива и, как следствие, количество вредных выбросов в окружающую среду.

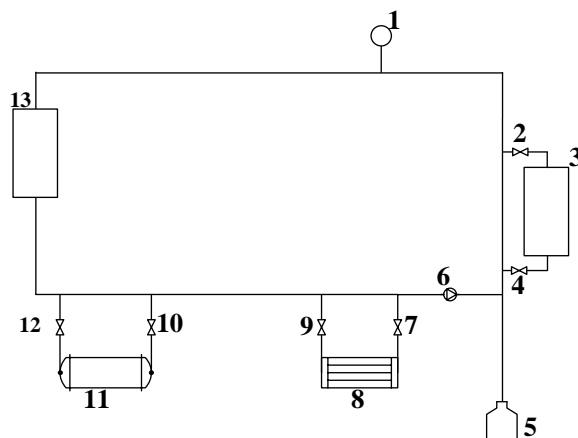


Рис. 1 – Схема теплоснабжения с использованием аккумулятора фазового перехода: 1 – датчик давления, 2,4,7,9,10,12 – отсечные задвижки, 3 – резервный источник тепла, 5 – компенсатор объема, 6 – циркуляционный насос, 8 – потребитель тепла, 11 – аккумулятор фазового перехода, 13 – основной источник тепла.

В работе исследованы показатели эффективности применения аккумулятора фазового перехода для теплоснабжения индивидуального жилищного строения площадью 100 м². Определен диапазон условий технических и системных, при которых достигается положительная экономическая эффективность предлагаемого решения. Разработанное решение позволяет в сравнении с круглосуточным отоплением строения электродкотлом получить выгоду за 15 лет (усредненный срок службы теплоаккумулирующего вещества) в размере 330,5; 188,2 и 68,9 тыс. руб. при дисконтированном сроке окупаемости 3,7; 6,5 и 11 лет, соответственно, в зависимости от капиталовложений в аккумулятор фазового перехода.

Список литературы

1. International Renewable Energy Agency. Innovation Outlook Thermal Energy Storage. Available online: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Innovation_Outlook_TES_2020.pdf (accessed on 12 August 2023).
2. Saloux, E.; Candanedo, J.A. Sizing and control optimization of thermal energy storage in a solar district heating system. *Energy Rep.* 2021, 7, 389–400.
3. Sibbitt, B.; McClenahan, D.; Djebbar, R.; Thornton, J.; Wong, B.; Carriere, J.; Kokko, J. The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System—Five Years of Operation. *Energy Procedia* 2012, 30, 856–865.
4. Bava, F.; Furbo, S.; Perers, B. Simulation of a Solar Collector Array Consisting of two Types of Solar Collectors, with and without Convection Barrier. *Energy Procedia* 2015, 70, 4–12.
5. Siemens Gamesa. Renewable Energy. Available online: <https://www.siemensgamesa.com/newsroom/2019/06/190612-siemens-gamesa-inauguration-energy-system-thermal> (accessed on 23 October 2023).
6. Thermal Energy Storage in Greater Copenhagen. Available online: https://vbn.aau.dk/ws/files/260124158/samlet_fardig.pdf (accessed on 23 October 2023).
7. Boyko E, Byk F, Ilyushin P, Myshkina L, Filippov S. Approach to Modernizing Residential-Dominated District Heating Systems to Enhance Their Flexibility, Energy Efficiency, and Environmental Friendliness. *Applied Sciences*. 2023; 13(22):12133. <https://doi.org/10.3390/app132212133>

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Шигина Анна Викторовна,
Инженер, e-mail: shigina_av@mail.ru

Хоршев Андрей Александрович
к. э. н., руководитель Центра моделирования в электроэнергетике ИНЭИ РАН
Институт энергетических исследований РАН, г. Москва

Учет углеродного регулирования при прогнозировании развития энергетики России показал, насколько сильно экологические ограничения могут влиять на оптимальную структуру технологий в отрасли [1]. Кроме того, в [2] на примере выбросов парниковых газов (ПГ) показано, что трансформация технологической структуры электроэнергетики не должна рассматриваться отдельно от обеспечивающих её изменений в смежных отраслях экономики для исключения недооценки совокупной эмиссии ПГ. Устойчивость снижения выбросов ПГ как основного экологического приоритета в вопросах долгосрочного развития энергетики сомнительна в связи с естественной неопределённостью климатических прогнозов. При этом зачастую углеродная интенсивность производства энергии является чуть ли не единственным экологическим показателем в системных технологических моделях (СТМ), используемых для обоснования оптимальной структуры энергетических технологий. Как следствие, учет экологического воздействия энергетических технологий среди факторов межтопливной конкуренции при решении задач планирования развития энергетики России ограничен.

Целесообразно расширить как число показателей воздействия энергетических технологий на окружающую среду, учитываемых в СТМ, так и охват стадий жизненного цикла. В настоящей работе предложено использовать методологию оценки жизненного цикла (ОЖЦ) технологий производства электроэнергии и тепла для учета их экологического воздействия в системных исследованиях. Данный подход может также помочь в моделировании ресурсных ограничений на развитие отдельных видов энергетических технологий. Проведен обзор зарубежных исследований по ОЖЦ энергетических технологий и показаны примеры применения результатов ОЖЦ для анализа технологической структуры энергетики и прогнозирования её развития.

Предложены варианты интеграции методологии ОЖЦ в СТМ на примере электроэнергетики и централизованного теплоснабжения. Выполненные модельные расчеты показали, что в условиях углеродного регулирования отдельные технологии производства энергии (в частности, АЭС и ВЭС – в электроэнергетике, котельные на твердом биотопливе и электрокотельные – в теплоснабжении) могут получить дополнительное преимущество при учете выбросов ПГ не только в самой отрасли, но и на протяжении жизненного цикла энергетических технологий.

Благодарности. Исследование выполнено в Институте энергетических исследований РАН за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-30013-П, <https://rscf.ru/project/21-79-30013/>.

Список источников.

1. Шигина А.В., Хоршев А.А. Изменение структуры технологий в энергетике России под воздействием углеродного регулирования // Известия высших учебных заведений.

Проблемы энергетики. – 2024. – Т.26. № 4. – С. 100-114. – DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-4-100-114.

2. Шигина А., Хоршев А. Оценка экологического воздействия жизненного цикла электростанций при разработке сценариев низкоуглеродной трансформации электроэнергетики России // Энергетическая политика. 2024. № 11(202). С. 56-72. – DOI: 10.46920/2409 5516_2024_12203_56.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА В РОССИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Егоров Александр Федорович,

к.т.н., Старший научный сотрудник, e-mail: alexfegorov@ippe.ru

Гурская О. С., Декусар В. М., Коробейников В. В., Мосеев А. Л.

АО «Государственный научный центр Российской Федерации — Физико-энергетический институт имени А. И. Лейпунского», г Обнинск

Тезисы

В докладе сделано описание текущей ситуации производства водорода в стране: потребности в водороде, какими технологиями эта потребность удовлетворяется на сегодняшний день. Оценка потенциала известных способов получения водорода в лабораторных условиях и уровень их освоенности в промышленном масштабе. Представлено описание международного проекта МАГАТЭ — ИНПРО по водороду. Рассмотрены перспективы производства водорода с использованием ядерной энергетики в странах мира, как сырьевой составляющей энергетики устойчивого развития. Кратко представлено отношение стран мира к тематике по производству водорода в области декарбонизации и сокращения выбросов.

В мире на сегодняшний день неядерным способом ежегодно производится порядка 95 млн т. водорода, среди которых 5 млн тонн – в России. Такой способ получения водорода продолжает вносить отрицательное воздействие на окружающую среду. Поэтому необходим переход с существующих и доминирующих технологий выработки водорода на основе энергии ископаемого топлива на существующие электролизные технологии и технологии на основе паровой конверсии метана с улавливанием CO₂.

По большей части, текущим потребителем продукта выступает химическая промышленность и металлургические предприятия. Новые потребители водорода относятся к т. н. перспективным. Здесь уровень потребления находится на начальной стадии (сотые доли процента глобального потребления). Это говорит о том, что данные группы потребителей: транспорт, выработка электроэнергии и др. еще не показали своего фактического потенциала. Такие особенности подразумевают высокие неопределенности экономической оценки и поэтому, наиболее целесообразно применять многокритериальный анализ.

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА УГЛЯ НА УДЕЛЬНЫЕ ВЫБРОСЫ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭНЕРГООБЛОКОВ С ПОВЫШЕННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ ПАРА

Донской И.Г., Епишкин Н.О.

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

В работе представлены результаты оптимизационных расчётов угольного конденсационного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара для 30 вариантов использования энергетических углей. Критериями оптимизации выступали максимум энергетической эффективности, минимум удельных капиталовложений и минимум цены электроэнергии при внутренней норме возврата капиталовложений 15%. Показано, что при максимально возможном КПД производства электроэнергии 45 – 47,5% предел экономически оправданных значений КПД лежит в области 39,4 – 41,4%. Удельные выбросы CO₂ при производстве электроэнергии составляют 700 – 1000 г/кВтч для экономических критериев и 600 – 850 г/кВтч для критерия технической эффективности. Результаты расчетов показывают, что состав и свойства углей существенным образом влияют на показатели энергоблока: диапазон вариации технико-экономических показателей составляет 20 – 30% в зависимости от выбора сжигаемого топлива. Использование разных критериев оптимизации (термодинамических и экономических) позволяет сравнить полученные решения и оценить снижение выбросов, связанное с повышением параметров цикла, и рост удельных капитальных затрат и стоимости энергии, а также зависимость этих показателей от сорта угля.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур".

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ЖИДКИЕ ТОПЛИВА: ОТ ВЫБОРА СЫРЬЯ И ТЕХНОЛОГИЙ СИНТЕЗА ДО КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ НА РАБОТУ УСТАНОВОК И ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Стрижак Павел Александрович

Д.ф.-м.н., профессор, e-mail: pavelspa@tpu.ru

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск

Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Новосибирск

На фоне природных и техногенных вызовов сформировалась обширная область научных исследований, направленных на разработку альтернативных жидких топлив из различного сырья – как нефтяного, так и не связанного с нефтью. Основные стимулы для развития технологий альтернативных композиционных жидких топлив включают комплекс экологических и технико-экономических факторов, традиционных для энергетического сектора и промышленности в целом (сокращение отходов и выбросов, диверсификация топливного рынка, снижение удельной стоимости энергии, повышение энергетического и технологического суверенитета регионов и государств и др.).

Сырьем для производства альтернативных жидких топлив могут являться отходы переработки угля, нефти и полимеров, отходы сельского хозяйства и деревоперерабатывающей промышленности, отработанные индустриальные масла, растительные масла, эфиры жирных кислот, технологические стоки, кулинарные жиры, осадок сточных вод, микроводоросли [1–3]. Наиболее перспективными технологиями получения альтернативных жидких топлив считаются: переестерификация, каталитический крекинг, гидрокрекинг, синтез Фишера-Тропша [2]. Эти подходы могут быть использованы для создания гибридных технологий для получения нескольких промежуточных и конечных продуктов.

Одно из главных преимуществ многих синтетических топлив заключается в том, что их внедрение не требует кардинального изменения конструкции топливных систем оборудования соответствующей инфраструктуры [2,4]. Известен опыт долгосрочной эксплуатации установок, сжигающих смеси традиционных углеводородов с биодизелем, биобензином и биокеросином. Однако масштабное развитие технологий альтернативных жидких топлив и их смесей требует наличия знаний их свойств, характеристик термической конверсии в разных условиях, а также эксплуатационных параметров соответствующих агрегатов. Новое топливо должно соответствовать широкому перечню требований, включающему десятки показателей. В связи с разнообразием используемого сырья и необходимостью комплексного мониторинга различных параметров качества топлива требуется создание специализированных лабораторий и отраслевых центров, оснащённых инструментами для всесторонней оценки свойств компонентов и синтетических альтернативных топлив на всех этапах их жизненного цикла. Приоритетной задачей является оптимизация сырьевой базы, включая компоненты, катализаторы, присадки, основные производственные технологии, свойства и характеристики, а также выполнение технико-экономической оценки рентабельности производственных процессов.

Направления исследований в области альтернативных жидких топлив охватывают следующие основные этапы: обоснование выбора сырья и технологий синтеза, приготовление, стабилизация, хранение, транспортировка, распыление, горение, нейтрализация и утилизация вторичных загрязняющих веществ. Комплексная оценка показателей новых топлив и смесей может быть выполнена и успешно усовершенствована с использованием методов обработки

больших данных. Необходимо применение технологий искусственного интеллекта, которые позволят организовать выбор рациональных рецептов топлив, технологий и условий их получения, условий их использования на всех этапах жизненного цикла с достижением максимальных значений относительных показателей эффективности альтернативных жидких топлив по сравнению с традиционными. Кроме того, целесообразна разработка цифровых двойников промышленных установок для прогнозирования эксплуатационных характеристик на всем цикле использования нового топлива при различных внешних условиях.

Одним из путей снижения трудозатрат на проведение испытаний для оценки перспективности образцов альтернативных топлив является создание прогностических математических моделей, основой для разработки которых являются результаты аналитических и экспериментальных исследований для определенного набора сочетаний варьируемых параметров. При этом для эффективного достижения конечной цели (разработки технологии и производства товарного биотоплива) важно интегрировать на одной площадке материально-техническое обеспечение для непрерывного тестирования сырья, промежуточных и конечных продуктов в части аналитических и лабораторно-экспериментальных исследований, опытно-промышленных испытаний на малогабаритных установках.

Внедрение промышленных технологий производства и использования альтернативных жидких топлив позволит снизить зависимость от ископаемого топлива, сделать авиацию и другие виды транспорта более экологичными, а также будет способствовать достижению глобальных целей декарбонизации.

Благодарности. Исследование поддержано грантом Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, Соглашение № 075-15-2024-543.

Список источников.

1. Rahimi Z., Anand A., Gautam S. An overview on thermochemical conversion and potential evaluation of biofuels derived from agricultural wastes/ Z. Rahimi, A. Anand, S. Gautam // *Energy Nexus*. 2022. V. 224. Article number 100125.
2. Kuznetsov G., Dorokhov V., Vershinina K., Kerimbekova S., Romanov D., Kartashova K. Composite Liquid Biofuels for Power Plants and Engines: Review/ G. Kuznetsov, V. Dorokhov, K. Vershinina, S. Kerimbekova, D. Romanov, K. Kartashova // *Energies*. 2023. V. 16. Article number 5939.
3. Feng P., Li X., Wang J., Li J., Wang H., He L. The mixtures of bio-oil derived from different biomass and coal/char as biofuels: Combustion characteristics / P. Feng, X. Li, J. Wang, J. Li, H. Wang, L. He // *Energy*. 2021. V. 224. Article number 120132.
4. Jiang S., Li F., Wang S., Ma X., Zhang H. Effect of air supply on combustion and emission characteristics of biodiesel in industrial furnace / S. Jiang, F. Li, S. Wang, X. Ma, H. Zhang // *Biomass Convers Biorefinery*. 2025. V. 15. P. 13455–13468.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СТАДИИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКИ ПРИ БРИКЕТИРОВАНИИ ПОЛУКОКСА ИЗ СЛАБОПЕКАЮЩЕГОСЯ КАМЕННОГО УГЛЯ

Донской И.Г.¹, Козлов А.Н.¹, Пензик М.В.¹, Галеев В.Г.¹, Иса Ю.М.²

¹ - *ИСЭМ СО РАН, РФ;*

² - *Ун-т Витватерсранда, ЮАР*

В работе представлены результаты экспериментальных измерений и численных расчетов для исследования процессов нагрева и пиролиза угольных засыпок перед их прессованием в брикеты. Показано, что при температурах нагрева 375-400°С получаются хрупкие брикеты. Для анализа причин была разработана упрощенная математическая модель, позволяющая оценить степень неоднородности состава и температуры брикета при нагреве в лабораторных условиях. Результаты расчетов показывают, что с ростом температуры и времени нагрева увеличивается глубина превращения угля в полукокс, что приводит к ухудшению качества заготовок. Вариантные расчеты позволяют определить область условий нагрева, в которых целесообразно проводить термическую подготовку угля перед брикетированием.

Работа выполнена в рамках проекта Минобрнауки РФ № 13.2251.21.0254 (эл. бюджет № 075-15-2024-651) с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур».

ИССЛЕДОВАНИЕ СЖИГАНИЯ НЕКОНДИЦИОННОГО ЖИДКОГО ТОПЛИВА В РАСПЫЛИТЕЛЬНОЙ ГОРЕЛКЕ С РЕГУЛИРОВКОЙ ПОДАЧИ ПЕРВИЧНОГО ВОЗДУХА

**Копьев Евгений Павлович, Шадрин Евгений Юрьевич,
Садкин Иван Сергеевич, Тарулин Марк Анатольевич**

*К.т.н., старший научный сотрудник, e-mail: kopyeve@itp.nsc.ru
Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Новосибирск*

В современных условиях перехода к устойчивой энергетике и ужесточения экологических требований особую значимость приобретает разработка технологий утилизации отработанных углеводородных материалов. Накопленные запасы некондиционных топлив - отработанных масел, нефтешламов и других отходов нефтепереработки - представляют собой существенный энергетический ресурс, который в настоящее время используется крайне неэффективно. По данным отраслевых исследований, в России ежегодно образуется свыше 2 миллионов тонн отработанных масел, при этом перерабатывается менее четверти этого объема. Основными проблемами, препятствующими широкому применению этих ресурсов, выступают технологические сложности их эффективного сжигания, высокий уровень вредных выбросов и отсутствие универсальных технических решений для различных видов отходов. В этой связи разработка экологически безопасных и экономически целесообразных методов термической переработки углеводородных отходов становится важной научно-технической задачей [1].

В Институте теплофизики СО РАН был предложен подход к сжиганию жидких углеводородных отходов, основанный на применении перегретого водяного пара в качестве диспергирующего агента и модификатора процесса горения [2]. В отличие от традиционных методов с воздушным распылом, новая технология обеспечивает ряд существенных преимуществ. Во-первых, достигается более тонкое и равномерное распыление топлива, что способствует улучшению смесеобразования. Во-вторых, наблюдается снижение локальных температурных пиков в факеле, что уменьшает образование термических оксидов азота. Кроме того, существенно интенсифицируются процессы газификации тяжелых фракций, что повышает полноту сгорания топлива.

Экспериментальные исследования проводились на специализированном огневом стенде, оснащённом современным измерительным оборудованием [3]. Основу установки составлял лабораторный образец атмосферного горелочного устройства с широким диапазоном регулирования параметров. В ходе экспериментов были изучены различные режимы работы установки на примере сжигания некондиционного топлива – отработанного автомобильного масла. Базовые параметры исследования включали расход топлива 0.95 кг/ч, расход пара – 0.65 кг/ч, а расход первичного воздуха варьировался в диапазоне 4.5-12 кг/ч. На рисунке 1 представлены характерные фотографии пламени при различных расходах воздуха.



Рис. 1. Характерные фотографии пламени при различных расходах первичного воздуха

Полученные результаты демонстрируют значительные преимущества предлагаемого метода. Газовый анализ показал, что использование перегретого пара позволяет снизить выбросы оксида углерода на 40-60% по сравнению с традиционным воздушным распылом. Образование термических оксидов азота уменьшается на 25-35%, что особенно важно с точки зрения экологических требований. При этом полнота сгорания достигает 98,5-99,2%, что свидетельствует о высокой эффективности процесса. Важным результатом является также стабилизация факела при широком диапазоне нагрузок, что имеет существенное значение для практического применения технологии.

Благодарности

Исследования выполнены при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 23-79-10029)

Список источников.

1. Breeze P. Energy from Waste / P. Breeze //Elsevier Inc., 2018; 100 p. DOI: 10.1016/C2015-0-05948-
2. Anufriev I.S. Experimental investigation of size of fuel droplets formed by steam jet impact / I.S. Anufriev, E.Y. Shadrin, E.P. Kopyev, O.V. Sharypov // Fuel. 2021. Vol. 303. Art. No.121183. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.121183
3. Anufriev I.S. Diesel fuel combustion in a direct-flow evaporative burner with superheated steam supply / I.S. Anufriev, S.V. Alekseenko, O.V. Sharypov, E.P. Kopyev // Fuel. 2019. Vol. 254. P. 115723.

МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ПОДДЕРЖКИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МИКРОГРИД

Томашевский Юрий Болеславович

д.т.н., заведующий кафедрой «Электроэнергетика и электротехника», yurytomash@mail.ru

Темирбулатова Алия Руслановна

Прокофьев Максим Вячеславович

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., г.Саратов

В настоящее время в электроэнергетике все большее внимание уделяется микрогрид (МГ), обеспечивающих снабжение потребителей при условии нестабильности генерируемых мощностей [1]. В большинстве случаев микрогрид представляет собой комбинацию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и систем накопления электроэнергии (СНЭ) [2]. Выбор архитектуры МГ для конкретного региона является сложной многопараметрической задачей, решение которой является актуальной, особенно, на этапе концептуального проектирования МГ. На данном этапе важно определить вид и установленную мощность ВИЭ [3], а также входящих в состав МГ СНЭ [4]. Для решения этой задачи в процессе проектирования микрогрид используются технологии искусственного интеллекта. В частности была разработана система выбора состава модулей для микрогрид на основе нечетких правил.

Входами системы нечеткого вывода (СНВ) являются: лингвистическая переменная (ЛП) солнечной энергии (Sun), ЛП скорости ветра (Wind), ЛП требуемого качества электроснабжения (Quality)). Выход СНВ, реализованной на основе правил Сугено: вариант системы из множества архитектур S_i ($i=1, \dots, n$). Структура разработанной СНВ в среде MATLAB+Simulink (пакет fuzzy) представлена на рисунке 1.

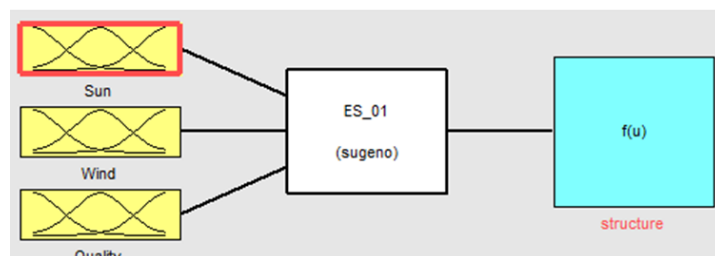


Рис. 1. Структура разработанной СНВ

Для реализации системы поддержки принятия решений на концептуальном этапе проектирования МГ воспользуемся кибернетической моделью, приведенной на рис.2.

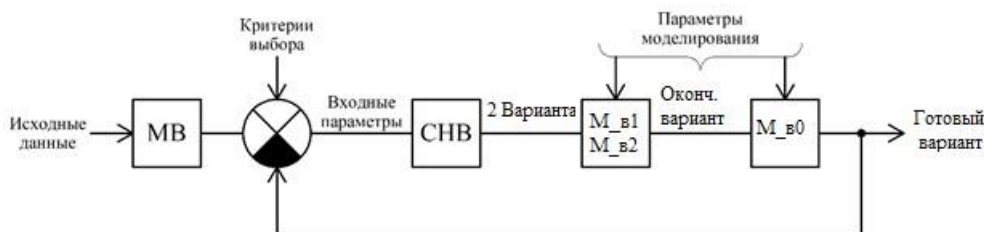


Рис. 2. Кибернетическая модель анализа вариантов МГ на концептуальном этапе проектирования

Здесь MB – множество выбора (архитектур S_i ($i=1, \dots, n$)); СНВ – система нечеткого вывода; M_{v1} и M_{v2} – моделирование двух «близких» вариантов МГ, рекомендованных СНВ; M_{v0} –

моделирование окончательного варианта и формирование готового для перехода к рабочему проектированию.

Разработанный набор инструментов концептуального проектирования МГ показал свою эффективность, так как заметно уменьшает время выбора варианта, соответствующего предъявляемым требованиям.

Список источников

1. Microgrid Technologies / C. Sharmeela, P. Sivaraman, P. Sanjeevikumar, Jens Bo Holm-Nielsen. - Scrivener Publishing LLC, 2021. - 560 p.
2. Прокофьев М.В. Определение мощности аккумуляторной батареи в структуре микрогрид в автономном режиме / М.В. Прокофьев, Ю.Б. Томашевский – науч.руководитель // Энергетика и энергосбережение: теория и практика: сборник материалов VIII междунар. науч.-практ. конф., Кемерово, 06–08 декабря 2023 года. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, 2023. – С. 324.1-324.6.
3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019666065 Российская Федерация. Программа определения баланса мощности в микрогрид на основе вычисления генерируемой возобновляемыми источниками энергии мощности с использованием нечетких правил: № 2019665032: заявл. 25.11.2019: опубл. 04.12.2019 / Томашевский Ю.Б., Тимофеев М.Н., Миргородская Е.Е.; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.».
4. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024686514 Российская Федерация. Программа для выбора аккумуляторной батареи, обеспечивающей баланс генерируемых и потребляемых мощностей в микрогрид: № 2024685368: заявл. 28.10.2024: опубл. 11.11.2024 / М.В. Прокофьев, Ю.Б. Томашевский; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.».

УТИЛИЗАЦИЯ СОДЕРЖАЩЕГОСЯ В ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ СТРУЯХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ НИЗКОКОНЦЕНТРИРОВАННОГО МЕТАНА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ СУММАРНЫХ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ПАРНИКОВЫХ ВЫБРОСОВ

Беляев Кирилл Вадимович

Магистрант кафедры теплоэнергетики и экологии, e-mail: belkir1976@mail.ru

Темлянец Михаил Викторович

*Доктор технических наук, профессор кафедры теплоэнергетики и экологии, e-mail:
uchebn_otdel@sibsiu.ru*

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк

Метан угольных шахт представляет собой помимо взрывоопасной угрозы для шахтеров и сдерживающего производственные мощности фактора еще и опасность глобального потепления. Согласно национальному докладу Российской Федерации о кадастре антропогенных выбросов эмиссия метана при добыче угля подземным способом за 2022 год равна 1,2 миллионам тонн [1]. Метановоздушные смеси (далее - МВС) по концентрации могут быть разделены на три группы: первая группа – смеси, извлекаемые средствами вентиляции, которые, как правило, имеют концентрацию 0,2-0,7 %; вторая группа – смеси, извлекаемые средствами дегазации с концентрацией от 5 до 25 % (некондиционные по их взрывоопасности); третья группа – смеси, извлекаемые средствами дегазации с концентрацией свыше 25 %. В мировой практике наиболее эффективно утилизируются смеси третьей группы с концентрацией метана свыше 25-40 %, однако примерно половина всех выбросов шахтного метана приходится на вентиляционный воздух [2]. Метаносодержащую вентиляционную струю можно подавать в качестве дутья для твердотопливного водонагревательного котла – 1 моль метана будет окисляться до 1 моля углекислого газа, потенциал глобального потепления которого в 25 раз меньше. Суммарные выбросы парниковых газов в CO₂-эквиваленте (кг CO₂-эквивалента / с) при сжигании угля и выбросе МВС в атмосферу составят [3]:

$$E_{CO_2-экв}^o = V_{CO_2}^o \cdot \rho_{CO_2} \cdot GWP_{CO_2} + V_{МВС} \cdot \rho_{CH_4} \cdot CH_{4МВС}^p \cdot GWP_{CO_2}, \quad (1)$$

где $V_{CO_2}^o$ - скорость потока выбросов углекислого газа при сжигании угля с подачей воздуха (м³/с); ρ_{CO_2} – плотность углекислого газа (кг/ м³); GWP_{CO_2} – потенциал глобального потепления (для CO₂=1), $V_{МВС}$ - скорость потока выбросов углекислого газа при сжигании угля с подачей МВС (м³/ с); ρ_{CH_4} – плотность метана (кг/ м³); $CH_{4МВС}^p$ – рабочее содержание метана в МВС, %; GWP_{CH_4} – потенциал глобального потепления (для CH₄=25) [4].

При сжигании угля с заменой воздушного дутья на шахтное вентиляционное расход угля снизится за счет окисления горючей составляющей МВС, а суммарные выбросы парниковых газов будут считаться по формуле:

$$E_{CO_2-экв}' = V_{CO_2}' \cdot \rho_{CO_2} \cdot GWP_{CO_2} + V_{МВС} \cdot \rho_{CH_4} \cdot CH_{4МВС}^p \cdot GWP_{CO_2}, \quad (2)$$

где V_{CO_2}' - скорость потока выбросов углекислого газа при сжигании угля с подачей МВС (м³/ с).

Рассчитывается объем продуктов сгорания по схеме на рисунке 1:



Рис. 1. Блок-схема для расчета суммарных выбросов парниковых газов

Результативность данного метода утилизации вентиляционного шахтного метана зависит от характеристик котла, используемого угля, подаваемого вентиляцией воздуха и прочих условий. Суммарный эффект достигается за счет сокращения фугитивных выбросов, по предварительным расчетам вплоть до 70%, и снижения расхода угля.

Работа выполнена при поддержке гранта ФГБОУ ВО «СибГИУ», договор №121/2025/УНИ от 1 апреля 2025 года НИР «Повышение тепловой эффективности твёрдотопливных водогрейных котлов угольных предприятий на основе применения в качестве окислителя воздушных смесей с низким содержанием шахтного метана».

Список источников

1. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990-2022 гг. Ч. I. М.: ИГКЭ, 2024. 406 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2024> (дата обращения: 01.07.2025).
2. Выбросы парниковых газов, связанных с энергетикой: Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rosstat.gov.ru/search?q=выбросы+парниковых+газов> (Дата обращения: 25.06.2025);
3. Приказ Минприроды России от 27.05.2022 N 371 "Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.07.2022 N 69451).
4. Распоряжение Правительства РФ от 22.10.2021 N 2979-р «Об утверждении перечня парниковых газов в отношении которых осуществляется государственный учет выбросов парниковых газов и ведение кадастра парниковых газов».

СНИЖЕНИЕ РАСХОДОВ УГЛЯ НА ОТОПЛЕНИЕ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТАНОСОДЕРЖАЩЕГО ШАХТНОГО ВЕНТИЛЯЦИОННОГО ВОЗДУХА

Беляев Кирилл Вадимович

Магистрант кафедры теплоэнергетики и экологии, e-mail: belkir1976@mail.ru

Темлянец Михаил Викторович

Доктор технических наук, профессор кафедры теплоэнергетики и экологии, e-mail:

uschebn_otdel@sibsiu.ru

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк

Извлечение и переработка шахтного метана осуществляется путём откачки метано-воздушной смеси (далее – МВС) специальными насосными станциями. Если концентрация метана превышает 35%, смесь используется для производства электроэнергии и тепла посредством газомоторных установок. При содержании метана ниже 30% его смешивают с углём и сжигают в котельных для выделения тепловой энергии. Если же содержание метана падает до уровня 25% и меньше, метан направляется на уничтожение в факельные установки — этот метод позволяет снизить выбросы парниковых газов [1]. Также существует практика использования вентиляции шахт в виде воздуха с содержанием метана не более 1 % в качестве дополнительного топлива в энергетических системах. Такой подход уже применяется в Австралии, однако в России пока не распространён [2]. В этом случае рассматривается возможность комбинирования сгорания угля совместно с газовым метаном, присутствующим в составе окислительной среды.

Для начала нужно определить рабочий состав угля:

$$\mathcal{E}_y^p = \mathcal{E}_y \cdot \frac{(100 - A - W_y)}{100}, \quad (1)$$

где \mathcal{E}_y^p – содержание компонента в рабочем составе угля, %; \mathcal{E}_y – содержание компонента в полном составе угля, %; A – зольность угля, %; W_y – влажность угля, %.

Для рабочего состава метано-воздушной смеси сначала определим влажность:

$$W = \frac{0,1244 \cdot d}{1 + 0,00124 \cdot d}, \quad (2)$$

где d – влагосодержание вентиляционного воздуха, г/м³;

$$\mathcal{E}_{\text{МВС}}^p = \mathcal{E}_{\text{МВС}} \cdot \frac{(100 - W_{\text{МВС}})}{100}. \quad (3)$$

где $\mathcal{E}_{\text{МВС}}^p$ – содержание компонента в рабочем составе МВС, %; $\mathcal{E}_{\text{МВС}}$ – содержание компонента в полном составе МВС, %; A – зольность угля, %; $W_{\text{МВС}}$ – влажность угля, %.

Для поддержания процесса горения каждому топливу из смеси требуется свое количество кислорода, входящего в состав дутьевого воздуха:

$$L_y^{\text{теор}} = 0,0889C^p + 0,265H^p - 0,0333(O^p - S^p); \quad (4)$$

$$L_{\text{МВС}}^{\text{теор}} = 0,0476 \cdot (2 \cdot CH_4^p + 0,5 \cdot CO^p + 1,5H_2S^p + 0,5 \cdot H_2^p), \quad (5)$$

где $L_y^{\text{теор}}$ – теоретический расход воздуха на горение угля (м³/кг), $L_{\text{МВС}}^{\text{теор}}$ – теоретический расход на горение МВС (м³/м³).

Если учитывать влажность воздуха, получим:

$$L_y^{\text{теор вл}} = (1 + 0,0016 \cdot d) \cdot L_y^{\text{теор}}; \quad (6)$$

$$L_{\text{МВС}}^{\text{теор вл}} = (1 + 0,0016 \cdot d) \cdot L_{\text{МВС}}^{\text{теор}}, \quad (7)$$

где d – влажность дутьевого воздуха (г/м³).

Действительный расход воздуха принимается с коэффициентом избытка воздуха α :

$$L_{\text{у}}^{\text{действ вл}} = \alpha \cdot L_{\text{у}}^{\text{теор вл}}; \quad (8)$$

$$L_{\text{МВС}}^{\text{действ вл}} = \alpha \cdot L_{\text{МВС}}^{\text{теор вл}}. \quad (9)$$

Теплотворные способности угля и МВС $Q_{\text{н}_y}^p$ (МДж/кг) и $Q_{\text{н}_\text{МВС}}^p$ (МДж/м³):

$$Q_{\text{н}_y}^p = 339C^p + 1030H^p + 108,9S^p - 108,9O^p - 25W^p; \quad (10)$$

$$Q_{\text{н}_\text{МВС}}^p = 127,7 \cdot CO^p + 108 \cdot H_2^p + 358,5 \cdot CH_4^p + 234 \cdot H_2S^p, \quad (11)$$

Расход угля при дутье воздухом:

$$B_{y1} = M_{\text{котла}} / Q_{\text{н}_y}^p; \quad (12)$$

где $M_{\text{котла}}$ – мощность котла, МДж/с.

Расход топлива при сжигании угля с подачей МВС:

$$L_{y2}^{\text{действ вл}} \cdot m_{y2} = \frac{20}{21} \cdot 0,852 \cdot V_{\text{МВС}}; \quad (13)$$

$$L_{y2}^{\text{действ вл}} \cdot B_{y2} = \frac{20}{21} \cdot 0,852 \cdot B_{\text{МВС}};$$

$$B_{y2} = \frac{20 \cdot 0,852 \cdot B_{\text{МВС}}}{21 \cdot L_{y2}^{\text{действ вл}}}.$$

$$Q_{\text{н}_y}^p \cdot B_{y2} + Q_{\text{н}_\text{МВС}}^p \cdot B_{\text{МВС}} = M_{\text{котла}}; \quad (14)$$

Где B_{y2} – расход угля при вдувании МВС, кг/с; $B_{\text{МВС}}$ – расход МВС, МДж/с.

При замене воздушного дутья на метаносодержащую вентиляционную струю по предварительным расчетам расход угля снизится не более, чем на 4 %, при этом будет достигнут значительный экологический вклад по снижению парниковых выбросов вплоть до 70 % за счет сокращения выбросов метана в атмосферу. Данное решение основано на внедрении ресурсо- и энергосберегающих технологий для повышения производительности труда, соблюдения экологических требований и требований в области охраны труда и промышленной безопасности, что соответствует Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года [3].

Работа выполнена при поддержке гранта ФГБОУ ВО «СибГИУ», договор №121/2025/УНИ от 1 апреля 2025 года НИР «Повышение тепловой эффективности твёрдотопливных водогрейных котлов угольных предприятий на основе применения в качестве окислителя воздушных смесей с низким содержанием шахтного метана».

Список источников

1. Мазаник, Е. В. Использование шахтного метана: современное состояние, задачи и перспективы развития / Е. В. Мазаник, Е. М. Могилева, К. С. Коликов // Горная промышленность. – 2014. – № 1(113). – С. 59. – EDN RXELNB;
2. Метан в шахтах и рудниках России прогноз, извлечение и использование / А.Д. Рубан, В.С. Забурдяев, Г.С. Забурдяев, Н.Г. Матвиенко; Рос. акад. наук, Отд. наук о Земле, Ин-т проблем комплекс. освоения недр. — Москва : издание ОПКОН РАН, 2006. — 311 с. ил.; 21. — ISBN 5-201-15592-8;
3. Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2025 №908-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года».

ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОСИЛОВОЙ ЧАСТИ АТОМНОГО ЭНЕРГБЛОКА НА ПРИМЕРЕ ЭНЕРГБЛОКА С РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКОЙ ВВЭР-1200 И ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКОЙ К-1200-6,8/50

Степанова Е.Л.

к.т.н., с.н.с., e-mail: step@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН г. Иркутск

В последние годы в России взят курс на увеличение доли безуглеродной энергетики. Наибольшим ресурсом в данном случае обладает атомная энергетика и в настоящее время Россия занимает одну из ведущих позиций в мире в атомной генерации. Мощность, генерируемая атомными электрическими станциями (АЭС) практически полностью управляема, что делает энергию данного типа электростанций весьма привлекательной как для энергоснабжения потребителей, так и для технологий производства водорода. Одними из энергоблоков АЭС, которые могут успешно применяться в атомно-водородных технологиях являются атомные энергоблоки с водо-водяными реакторами (ВВЭР), а именно ВВЭР-1200. Следует отметить, что энергоблок с реакторной установкой (РУ) ВВЭР-1200 при решении задач схемно-параметрической оптимизации можно разделить на две части: реакторную и теплосиловую. К реакторной относится собственно реактор и системы, обеспечивающие его безопасность. К теплосиловой части относятся парогенераторы (ПГ) и все оборудование второго контура. Использование в настоящей работе разделения ядерного энергоблока на части не соответствует общепринятым разделениям, но оно более подходяще для задач схемно-параметрической оптимизации. При таком подходе задаются параметры (расход, давление и температура) теплоносителя первого контура на входе в реактор и на выходе из него. Эти параметры не должны меняться при любом изменении схемы и параметров теплосиловой части. В результате оптимизацию теплосиловой части можно проводить отдельно от реакторной части. В частности, не меняя реакторную часть можно оптимизировать теплосиловую часть с учетом климатических условий местности, в которой будет располагаться АЭС. При этом будут выбраны оптимальные параметры системы охлаждения циркуляционной воды (площадь водохранилища-охладителя или число градирен, площадь конденсатора паровой турбины, производительность циркуляционных насосов). Кроме того, появляется возможность дать разработчикам реакторной части зависимости энергетической и экономической эффективности теплосиловой части от параметров теплоносителя первого контура на входе и выходе реактора. Это позволит принять обоснованное решение по значениям данных параметров с учетом оптимальных затрат в обеих частях энергоблока.

В рамках настоящей работы была разработана математическая модель расчета ядерного энергоблока с РУ ВВЭР-1200 и ПТУ К-1200-6,8/50. Оптимизационные расчеты проводились по критерию максимума электрического КПД энергоблока и минимума цены электроэнергии, отпускаемой энергоблоком при заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложений. В результате решения оптимизационных задач получены оптимальные параметры режимов работы ядерного энергоблока с РУ ВВЭР-1200 и ПТУ К-1200-6,8/50, которые могут позволить обеспечить максимальную энергетическую и экономическую эффективность проекта, а также зависимости между параметрами ТН на входе и выходе 1-го

контура реактора и оптимальными затратами в теплосиловую часть энергоблока. Некоторые из полученных результатов приведены в табл. 1.

Таблица 1. Основные параметры, полученные в результате оптимизационных исследований по критерию минимума цены электроэнергии, отпускаемой энергоблоком с РУ ВВЭР-1200 при температуре циркуляционной воды 10 °С.

Параметры	Варианты расчетов			
	1	2	3	4
Тепловая мощность ПГ, МВт	3000	3100	3200	3300
Температура циркуляционной воды, 0С	10			
Цена электрической энергии, руб./кВт	5,2	5,1	4,9	4,78
Электрическая мощность полная, МВт	1066,2	1086,2	1133,0	1158,6
Электрическая мощность полезная, МВт	1022,5	1040,5	1088,0	1110,6
Расход пара на выходе из ПГ, кг/с	1611,8	1680,2	1720,1	1774,4
Энтальпия пара на выходе из ПГ/ Энтальпия питательной воды, ккал/кг	676/ 232	676/ 232	676/ 232	676/ 232
Давление пара на входе в первый отсек турбины, атм.	69			
Расход пара на входе в первый отсек турбины, кг/с	1552,0	1615,4	1638,4	1707,2
Давление пара на выходе из последнего отсека, атм.	0,05			
Расход пара в последний отсек турбины, кг/с	859	902,1	916,7	953,5
Энтальпия пара на выходе из последнего отсека, ккал/кг	570,0	570,2	570,3	570,3
Температура циркуляционной воды на выходе из конденсатора, 0С	19,0	19,2	19,4	19,5
Расход циркуляционной воды в конденсаторе, кг/с	50970,9	51190,0	53112,8	54128,6

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ФWEU-2021-0005, рег. № АААА-А21-121012190004-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРЕЛЯЦИИ МЕЖДУ КОНЦЕНТРАЦИЕЙ МЕТАНА И РАЗЛИЧНЫМИ УРОВНЯМИ ЗАЛЕГАНИЯ ТОРФА: НИЗИННЫМ, СРЕДНИМ И ВЕРХОВЫМ

Рыжникова Е.Н., Батраков П.А., Ганиева Э. И.

Нижевартовский государственный университет, Нижневартовск, Россия

Торфяные болота представляют собой уникальные экосистемы, в которых происходит накопление метана. Этот процесс обусловлен анаэробными условиями, высоким содержанием органических веществ и медленным разложением [1].

Низинные торфяники, расположенные в нижних частях болот, отличаются высокой влажностью и интенсивным накоплением органики, что, в свою очередь, приводит к высокому содержанию метана. Средние торфяники демонстрируют разнообразие показателей влажности и содержания органики, а верховые торфяники, характеризующиеся кислой средой и аэробными условиями, содержат меньшее количество метана [1].

Изучение взаимосвязи между содержанием метана и глубиной залегания торфа открывает перспективы для его использования в качестве источника энергии. Методы исследования включают полевые наблюдения с использованием газохроматографии, статистические методы и моделирование экологических процессов.

Оценка энергетического потенциала торфа – это сложная задача, так как она зависит от множества факторов. Тем не менее, модели SWAT и GEOtop могут стать эффективными инструментами для проведения такого анализа [2].

Моделирование процессов образования метана требует учета коэффициентов выбросов и уникальных характеристик торфяников. Современные модели, которые включают экогидрологические процессы, не всегда учитывают изменения механических свойств торфа, что может повлиять на его стабильность. Это связано с высокой порозластичностью торфа, обусловленной большим содержанием воды, что, в свою очередь, влияет на его гидравлические свойства.

Комплексная модель, учитывающая механические, экологические и гидрологические процессы (МЭиГ) представляет собой вертикальный срез торфяного слоя, где анализируются физические и химические свойства торфа на различных глубинах (одномерная колонна торфа). В такой модели можно изучать распределение влаги, органического вещества, метана и других компонентов в зависимости от глубины залегания с обратными связями между жидкостными, газовыми потоками и деформацией твёрдой фазы (Рис.1).

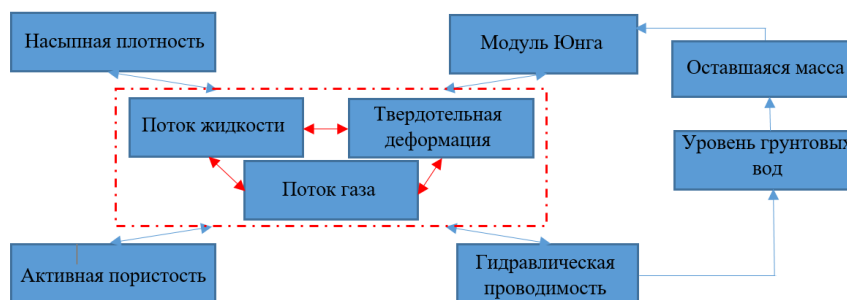


Рис. 1. Схематическое изображение МЭиГ демонстрирующее корреляцию между физическими характеристиками торфа, такими как объёмная плотность, активная пористость, гидравлическая проводимость и модуль Юнга, через призму взаимодействия между потоками жидкости, газа и деформацией твёрдого тела.

В механической подмодели рассмотрен более подробно торф, прошедший процесс разложения и деградации, в результате чего его физические и химические свойства претерпели изменения. Этот торф подвержен деформации, которая оказывает влияние на его поровую структуру [3]. При этом учитываются определённые функции, связанные с физическими свойствами.

$$\begin{aligned}\rho &= \rho(h, l, z), \\ \Pi &= \Pi(h, l, z), \\ k &= k(\Pi), \\ E &= E(\theta),\end{aligned}$$

где ρ – насыпная плотность, Π – активная пористость, k – гидравлическая проводимость, E – модуль Юнга, h – высота торфяника, l – вертикальное смещение, z – глубина уровня грунтовых вод и θ – остаточная масса.

В экологической подмодели, описывающей процесс формирования торфа, необходимо исследовать уравнение, которое моделирует процессы, происходящие в торфяниках, и оценивает их влияние на углеродный цикл. Это уравнение должно учитывать не только глубину залегания грунтовых вод, но и температуру воздуха. Оно тесно связано с моделью Белеа и Климо [5, 6], описывающей процесс образования торфа, которая включает в себя несколько уравнений, отражающих динамику накопления органического вещества в болотах. Основные компоненты модели можно представить в виде уравнения накопления торфа и скорости его образования.

$$\frac{dh'}{d\tau} = P - W - D,$$

где $dh'/d\tau$ – производная, которая показывает скорость изменения толщины торфа по отношению ко времени. То есть, это скорость накопления или уменьшения торфа в зависимости от процессов продуктивности, разложения и дренажа; $P = f(W, C')$ – скорость прироста органического вещества, зависящая от условий разложения R' и других факторов, таких как доступность питательных веществ C' ; $W = k(T, C_0)$ скорость разложения органического вещества, является функцией зависящая от температуры T и уровня кислорода C_0 ; $D = g(z')$ – дренаж, который может уменьшать запасы торфа, является функция, зависящая от уровня грунтовых вод z' .

Далее необходимо исследовать уравнение, которое позволяет проанализировать, как изменения концентрации органического вещества и температуры воздействуют на скорость метаногенеза. Особое внимание следует уделить уравнению Морриса, которое применяется для описания динамики метаногенеза в торфяниках и других анаэробных системах [6].

Это уравнение учитывает влияние различных факторов, таких как концентрация субстрата, температура и прочие условия, на скорость образования метана:

$$w_{\text{CH}_4} = k_1 C^n e^{-\frac{E_a}{RT}}$$

где w_{CH_4} – скорость образования метана, k_1 – константа скорости, C – концентрация субстрата (органического вещества), n – порядок реакции по субстрату, E_a – энергия активации, R – универсальная газовая постоянная, T – температура.

Гидрологическая подмодель показывает, что уменьшение размера пор снижает подвижность воды и влияет на гидравлическую проводимость [7].

$$k_t = k_0 \left(\frac{\Pi_t}{\Pi_0} \right)^\xi,$$

где k_0 – начальное значение гидравлической проводимости, Π_0 – начальное значение активной пористости; ξ – параметр гидравлической проводимости.

Для прогнозирования уровня грунтовых вод в центре торфяника используется уравнение Чайлдса [7]:

$$\frac{dz'}{dt} = \frac{l'}{\Pi} = \frac{2kz'^2}{r^2\Pi},$$

где z' – высота уровня грунтовых вод, l' – количество осадков, r – радиус торфяника.

Уровень грунтовых вод ограничен высотой торфяника. Разница между высотой торфяника и высотой уровня грунтовых вод в момент времени t приводит к глубине уровня грунтовых вод торфяника:

$$z = h - z'.$$

Оценка энергетического потенциала торфяных месторождений – задача сложная, требующая учета множества факторов. В процессе анализа необходимо рассмотреть механические, экологические и гидрологические аспекты, а также процессы метаногенеза. Комплексная модель МЭиГ позволяет исследовать физические и химические свойства торфа на разных глубинах, а также взаимодействие между жидкостными и газовыми потоками.

Процесс разложения в торфяниках протекает с различной интенсивностью в зависимости от конкретных условий, что необходимо учитывать при моделировании. Таким образом, представленная модель представляет собой комплексный анализ функционирования торфяных болот, подчеркивая значимость интеграции различных процессов для более глубокого понимания динамики экосистемы.

Эта модель комплексно описывает функционирование торфяных болот с учетом механических, экологических и гидрологических процессов, что подчеркивает важность использования комплексного подхода для более глубокого понимания их функционирования.

Список литературы

1. Головченко А. В., Тихонова Е. Ю., Звягинцев Д. Г. Численность, биомасса, структура и активность микробных комплексов низинных и верховых торфяников //Микробиология. – 2007. – Т. 76. – №. 5. – С. 711-719.
2. Mozafari B. et al. Peatland dynamics: A review of process-based models and approaches //Science of The Total Environment. – 2023. – Т. 877. – С. 162890.
3. Yang M., Liu K. Deformation behaviors of peat with influence of organic matter //SpringerPlus. – 2016. – Т. 5. – С. 1-18.

4. Belyea L. R., Clymo R. S. Feedback control of the rate of peat formation //Proceedings of the Royal Society of London. Series B: Biological Sciences. – 2001. – T. 268. – №. 1473. – C. 1315-1321.
5. Belyea L. R., Baird A. J. Beyond “the limits to peat bog growth”: Cross-scale feedback in peatland development //Ecological Monographs. – 2006. – T. 76. – №. 3. – C. 299-322.
6. Acosta-Pavas J. C. et al. Dynamic modeling of biological methanation for different reactor configurations: An extension of the anaerobic digestion model No. 1 //Fuel. – 2023. – T. 344. – C. 128106.
7. Baird A. J., Morris P. J., Belyea L. R. The DigiBog peatland development model 1: Rationale, conceptual model, and hydrological basis //Ecohydrology. – 2012. – T. 5. – №. 3. – C. 242-255.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТАНОВОК ОЖИЖЕНИЯ И СЖАТИЯ ВОДОРОДА

Маринченко Андрей Юрьевич

К.т.н., научный сотрудник, marinchenko@isem.irk.ru

Потанина Юлия Михайловна

К.т.н., старший научный сотрудник

Клер Александр Матвеевич

Д.т.н. зав. отделом

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Перспективным вариантом топлива, который был предложен в последнее время для реализации "зеленой" экономики, является водород. Весовое содержание энергии у водорода примерно в 2,5 – 3 раза больше, чем у большинства других видов ископаемого топлива, и при его сжигании выбросы CO_2 равны нулю. Другие преимущества использования водорода в качестве топлива заключаются в его привлекательных характеристиках горения, таких как очень низкая температура вспышки ($-231\text{ }^{\circ}\text{C}$) и широкий диапазон воспламеняемости (4% – 75%). Однако существуют практические ограничения для его широкого использования, которые включают относительно низкую объемную плотность энергии и высокие затраты на хранение и транспортировку по сравнению с производством и распределением ископаемого топлива.

В настоящее время высокие затраты на производство водорода по-прежнему являются препятствием для его широкого внедрения, но предполагается, что по мере увеличения масштабов производства затраты будут снижаться. Следует отметить, что ключевые технологии для развития водородной сети уже достаточно развиты и рабочие прототипы разработаны.

Производство большого количества водорода на одной установке приводит к значительному сокращению капиталовложений на единицу произведенного топлива. Это означает, что экономически эффективно строить крупные установки по производству водорода. Однако основным недостатком этого подхода является то, что строительство крупномасштабных установок по производству водорода приводит к более значительным затратам на его хранение [1].

К настоящему времени освоена широкомасштабная промышленная реализация физических методов хранения водорода: в резервуарах высокого давления (сжатый) и в жидком состоянии (криогенный). Другие методы имеют статус перспективных, находясь на стадии технологических разработок либо мелкомасштабного промышленного производства.

Резервуары высокого давления являются наиболее распространенным вариантом хранения и транспортировки газообразного водорода. В первую очередь это связано с эффективностью, стоимостью и экологическими преимуществами их использования. Резервуары высокого давления позволяют хранить водород при давлении, близком к 70 МПа, что позволяет увеличить плотность хранения газа в 80 – 90 раз [2]. Это значительно способствует повышению объемной плотности энергии водорода. Однако, несмотря на значительно возросшую объемную плотность энергии сжатого газообразного водорода в резервуарах высокого давления по сравнению с несжатым, его плотность энергии все еще ниже по сравнению с типичными углеводородными видами топлива, используемыми сегодня. Таким образом, низкая объемная плотность и

проблемы безопасности (взрывоопасный газ под высоким давлением) являются существенными недостатками хранения водорода в газообразном состоянии [2].

Содержание энергии в жидком виде у водорода значительно выше, чем в состоянии сжатого газа. Главным преимуществом хранения сжиженного водорода является его высокая плотность при низком давлении хранения. В тоже время, хранение жидкого водорода связано с неизбежными и довольно значительными потерями из-за его испарения: до $\sim 0,4$ % в день для резервуаров объемом 50 м^3 [2]. В настоящее время технологии ожижения водорода и его хранения в жидком состоянии хорошо отработаны.

Методы хранения водорода существенно отличаются по плотности хранимого водорода, а также по условиям его хранения. От этого зависят энергозатраты на реализацию того или иного метода: чем выше давление хранимого водорода и чем больше температура хранения отличается от температуры окружающей среды, тем эти энергозатраты выше.

Данная работа посвящена технико-экономическим исследованиям установок по компримированию и ожижению водорода.

В ИСЭМ СО РОАН накоплен значительный опыт проведения оптимизационных технико-экономических исследований таких сложных технических систем как теплоэнергетические установки различных типов. С помощью разработанной в институте «Системы машинного построения программ» (СМПП) на основе математических моделей отдельных элементов (компрессоров, детандеров, насосов и теплообменников и т.п.) были созданы математические модели установок ожижения и сжатия водорода.

На основе математических моделей была сформирована задача оптимизации (минимизация цены сжатого нормального водорода или жидкого пара-водорода при заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложений), содержащая несколько оптимизируемых параметров и несколько ограничений-неравенств, формирующих область, в которой работа элементов установки физически и технически допустима.

Были проведены оптимизационные технико-экономические исследования в широком диапазоне производительности установки и цены электроэнергии. Для установки по сжатию водорода аналогичные исследования проведены в диапазоне давлений от 10 до 70 МПа. Определены зависимости цены получаемого жидкого пара-водорода и энергоэффективности установки от цены электроэнергии и производительности. Определена зависимость цены сжатого газообразного водорода от давления.

Список литературы

1. Rawan A. Abdelsalam, Moataz Mohamed, Hany E.Z. Farag, Ehab F. El-Saadany Green hydrogen production plants: A techno-economic review // Energy Conversion and Management. 2024. №319. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118907>
2. Muhammad R. Usman Hydrogen storage methods: Review and current status // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2022. №167. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112743>

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ РЕИНТЕГРАЦИИ НА
ПОСТСОВЕТСКОМ ПРОСТРАНСТВЕ С УЧЁТОМ ТРЕБОВАНИЙ
УГЛЕРОДНОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ**

Подковальников Сергей Викторович,

д.т.н., зам. директора института, E-mail: spodkovalnikov@isem.irk.ru

Марченко Олег Владимирович,

к.т.н., с.н.с. E-mail: marchenko@isem.irk.ru

Соломин Сергей Владимирович,

к.т.н., с.н.с. E-mail: solomin@isem.irk.ru

Чудинова Людмила Юрьевна,

к.т.н., с.н.с. E-mail: chudinova@isem.irk.ru

Трофимов Леонид Николаевич,

вед. спец

Трофимов Иван Леонидович

м.н.с.

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

На территории Советского Союза в семидесятые годы прошлого века была создана Единая энергосистема (ЕЭС) СССР, которая объединяла на параллельную работу системообразующими линиями электропередачи (ЛЭП) девять Объединённых энергосистем (ОЭС). Интегральная оценка эффективности ЕЭС СССР, выполненная специалистами Всесоюзного научно-исследовательского и проектного института Энергосетьпроект, показала, что экономия затрат на развитие и функционирование Единой энергосистемы (т.е. системные эффекты, представленные в экономическом/денежном выражении) в среднем в два раза превысила затраты на развитие системообразующей электрической сети [1]. В начале девяностых годов, с дезинтеграцией СССР и коренной трансформацией его социально-политической системы, произошло расформирование ЕЭС СССР. На территории вновь образованного СНГ вместо Единой энергосистемы СССР образовался конгломерат слабо взаимодействующих национальных энергосистем бывших союзных республик. Как показывает статистика, объёмы обменов электроэнергией и мощностью между странами СНГ снизились в несколько раз. При этом, тенденция восстановительного роста (характерная для электропотребления и электрической нагрузки стран СНГ) для обменов электроэнергией и мощностью проявляется довольно слабо. Соответственно, системные электроэнергетические эффекты на постсоветском пространстве реализуются в незначительной степени. В связи со сказанным, представляется целесообразным изучить потенциал электроэнергетической интеграции стран СНГ в современных условиях, в т.ч. с учётом достижения требований углеродной нейтральности, что является целью данного исследования.

Для исследований используется многосценарный комплексный подход с применением геоинформационной вычислительной системы, ядром которой является математическая модель развития и режимов работы энергосистем и энергообъединений CANOE (Capacity And Network Operation and Expansion) [2]. В ходе исследований рассматриваются несколько сценариев

перспективного развития межгосударственного энергообъединения СНГ, различающихся, прежде всего, степенью электроэнергетической интеграции национальных энергосистем и их взаимодействием в части достижения углеродной нейтральности. Сценарии формируются таким образом, чтобы по возможности максимально полно охватить представительными сочетаниями указанных выше факторов имеющуюся зону неопределённости.

Исследования показали, что электроэнергетическая интеграция стран СНГ совместно с их кооперацией в области достижения углеродной нейтральности являются эффективными направлениями развития электроэнергетики на постсоветском пространстве.

Благодарности. Работа выполнена в рамках Проекта государственного задания № FWEU-2021-0001 рег. № АААА-А21-121012190027-4 Программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников.

1. Экономика формирования электроэнергетических систем / И.м. Волькенау, А.Н. Зейлигер, Л.Д. Хабачев. М.: Энергия. 1981. 320 с.
2. Sergei Podkovalnikov; Lyudmila Chudinova; Ivan L. Trofimov; Leonid Trofimov. Structural and Operating Features of the Creation of an Interstate Electric Power Interconnection in North-East Asia with Large-Scale Penetration of Renewables // Energies. 2022. Volume 15. Issue 10. 3647 <https://doi.org/10.3390/en15103647>

ЗАВИСИМОСТЬ ЦЕН НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ОТ СТРУКТУРЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

Аношин Даниил Михайлович,

Дежурный лаборатории, e-mail: daniilanosh@yandex.ru

Аминов Рашид Зарифович

Доктор технических наук, профессор

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., г. Саратов

Отпускные цены на электроэнергию от генерирующих источников в современных условиях рыночных отношений оказываются зависимыми не только от графиков электрических нагрузок, но и от структуры генерирующих мощностей. В энергообъединениях, в которых наблюдается рост доли возобновляемых источников электроэнергии в структуре генерации, ценовые показатели могут быть подвержены влиянию погодных условий, что при неравномерных графиках энергопотребления может оказывать негативное влияние на оптовый рынок. В рамках настоящего исследования выполнен сравнительный анализ структуры генерирующих мощностей (рис. 1) и динамики цен на оптовых рынках электроэнергии (рис. 2) в ряде развитых стран, характеризующихся различной энергетической стратегией и тарифной политикой. В качестве объектов исследования выбраны Великобритания, США, Франция и Российская Федерация — страны, демонстрирующие различные подходы к развитию энергетического сектора и интеграции возобновляемых источников энергии.

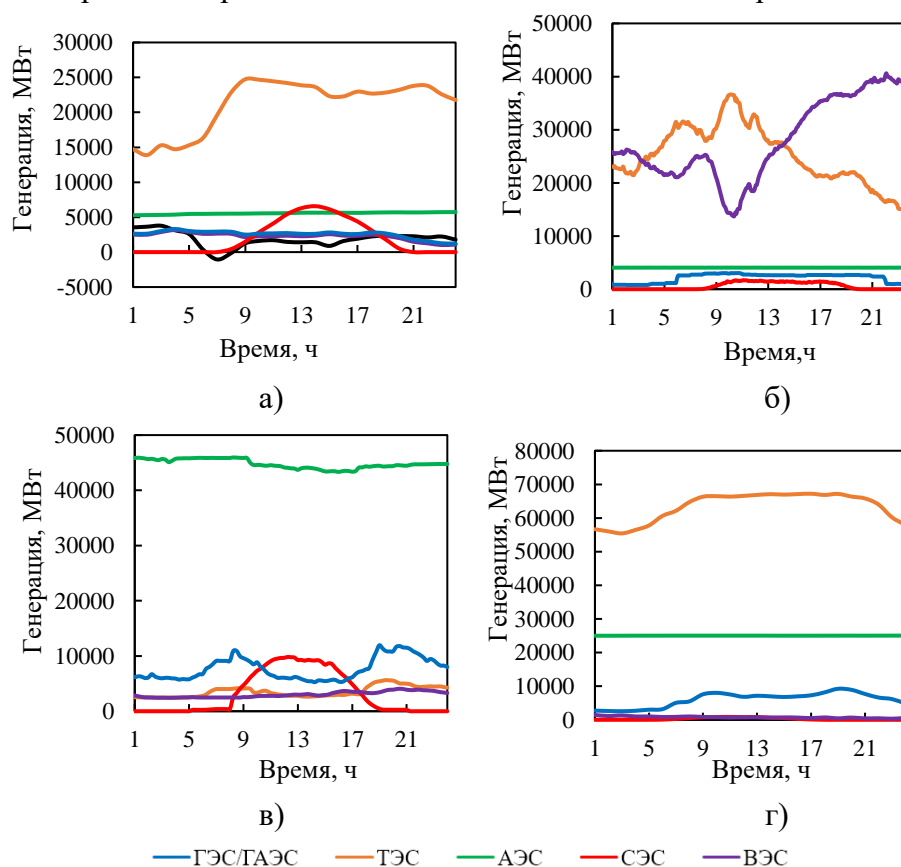


Рисунок 1. Структура генерирующих мощностей в: а) Великобритании [1]; б) США (рынок SPP) [2]; в) Франции [3]; г) России [4].

Работа АЭС, традиционно сохраняется в базовой части графика электрических нагрузок. Для покрытия неравномерностей преимущественно привлекаются тепловые электростанции и гидроэлектростанции. В связи с тем, что атомная энергетика занимает наибольшую часть в структуре генерирующих мощностей, во Франции наблюдается привлечение АЭС к покрытию неравномерностей потребления энергии в небольшом диапазоне. На рынке SPP США преобладает выработка возобновляемых источников энергии, в частности ветровых электростанций. В энергообъединениях с высокой долей маломаневренных мощностей характерны значительные колебания цен на оптовых рынках (рис. 2), вплоть до отрицательных значений.

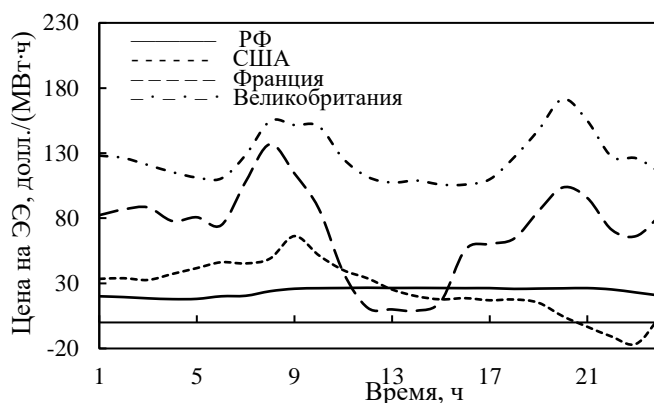


Рисунок 2. Динамика цен на электроэнергию в различных энергообъединениях [1-4].

Условием сбалансированности и устойчивости энергосистемы является разнообразие генерирующего парка. Опыт стран и энергообъединений, в которых преобладает какой-либо единственный тип выработки показывает, что такой подход может приводить к отрицательному влиянию на функционирование оптового рынка электрической энергии и мощности, при отсутствии заметной доли высокоманевренных мощностей.

Благодарности. Исследование выполнено по договору целевого финансирования «АО Концерн Росэнергоатом» № 9/363683-Д от 03.06.2025.

Список источников.

1. European Power Exchange (EPEXSPOT): Рыночные данные. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.epexspot.com/en/market-results?market_area=GB&auction=GB&delivery_date=2025-04-07&underlying_year=&modality=Auction&sub_modality=DayAhead&technology=&data_mode=graph&period=&production_period=
2. Управление энергетической информации США. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.eia.gov/>
3. Общеввропейская энергетическая биржа (Nord Pool AS): Данные энергосистемы. Производство. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://data.nordpoolgroup.com/power-system/production?deliveryDate=2025-04-06&deliveryArea=FR&location=&aggregation=DeliveryPeriod>
4. АО Системный оператор Единой энергетической системы: Сайт оптового рынка электроэнергии и мощности. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://br.so-ups.ru/>

РОЛЬ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ В РАЗВИТИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ТУРЕЦКОЙ РЕСПУБЛИКИ: ИНВЕСТИЦИОННО-ПАРТНЁРСКИЙ АСПЕКТ

Ахундова Ламия Рамиз кызы

*ст. преподаватель кафедры социальных дисциплин
Гянджинский государственный университет, г. Гянджа, Азербайджан*

В условиях глобализации и усиления региональной интеграции энергетическое сотрудничество между странами приобретает особое значение. Азербайджанская Республика, обладая значительными запасами углеводородов и развитой транспортно-энергетической системой, играет важную роль в обеспечении энергетической безопасности Турецкой Республики. Турция, в свою очередь, благодаря своему геостратегическому положению на пересечении энергетических маршрутов между Востоком и Западом, служит важным транзитным узлом. Сотрудничество между Азербайджаном и Турцией в энергетической сфере базируется на взаимовыгодных экономических интересах и укрепляется посредством крупных инвестиционных проектов и межгосударственных соглашений. В целом, на протяжении последних тридцати лет энергетическое сотрудничество между двумя странами развивалось по нарастающей, охватывая всё более широкие сферы — от нефти и газа до электроэнергетики и возобновляемых источников энергии. Совместное участие в крупных инфраструктурных проектах заложило прочный фундамент для формирования единой энергетической стратегии Южного Кавказа и Анатолии.

Современное энергетическое сотрудничество между Азербайджанской Республикой и Турецкой Республикой представляет собой стратегическую модель регионального партнёрства, основанного на взаимовыгодных инвестициях, геоэкономической совместимости и политической прагматике. Азербайджан, обладая богатыми энергетическими ресурсами и активной внешнеэкономической стратегией, вносит ключевой вклад в развитие энергетической инфраструктуры Турции, что проявляется в реализации масштабных проектов, таких как нефтепровод Баку–Тбилиси–Джейхан, газопровод TANAP и нефтехимический комплекс STAR. Эти инициативы не только укрепляют энергетическую безопасность Турции и ЕС, но и трансформируют Турцию в региональный энергетический хаб. Эти отношения выходят за рамки традиционных экспортно-импортных операций, формируя региональную энергетическую архитектуру, способную влиять на баланс сил на Южном Кавказе и в Восточном Средиземноморье.

Будущее энергетического взаимодействия между Азербайджаном и Турцией связано не только с расширением существующих трубопроводов, но и с формированием новых энергетических маршрутов и интеграцией в международные энергетические сети.

Азербайджан, обладая значительными энергетическими ресурсами, и Турция, обладающая выгодным геостратегическим положением, формируют взаимодополняемую модель сотрудничества, основанную на прагматизме, взаимной выгоде и устойчивом развитии. Совместные усилия направлены на обеспечение энергетической безопасности, снижение зависимости от ограниченного числа поставщиков и формирование справедливой энергетической архитектуры в регионе Южного Кавказа и за его пределами. Энергетическая дипломатия двух стран делает их надёжными партнёрами в глазах международного сообщества.

Это сотрудничество, подкреплённое экономическими интересами и историческими связями, имеет потенциал для дальнейшего расширения и углубления. Таким образом, участие Азербайджана в развитии энергетической инфраструктуры Турции следует рассматривать как стратегический вектор, способствующий долгосрочному укреплению устойчивой и интегрированной энергетической системы региона.

Список использованной литературы

1. Абдуллаев Н.М. Геоэкономические аспекты реализации проекта TANAP // Международные отношения и внешняя политика. – 2020. – № 3. – С. 102–110.
2. Алиев, Р. А. Региональная энергетическая политика и Азербайджан: вызовы и перспективы / Р. А. Алиев. — Баку: Изд-во БГУ, 2024. — 142 с.
3. Васильев В.Ю. Инвестиционные стратегии государств в энергетическом секторе: внешнеэкономический аспект // Международные отношения и мировая экономика. – 2021. – № 6. – С. 55–63.
4. Гасымов, Э. Энергетическая дипломатия Азербайджана и Турции в условиях глобальных вызовов // Вестник международных отношений. — 2022. — № 3. — С. 85–92.
5. Гусейнова, С. Стратегическое партнёрство Азербайджана и Турции: энергетический аспект // Каспийский регион: политика, экономика, культура. — 2023. — № 4. — С. 31–38.
6. Демир Х. Инвестиции SOCAR в Турцию и перспективы энергетического сотрудничества // Журнал энергетической политики. – 2024. – Т. 12, № 1. – С. 34–40.
7. Мамедов, Н. Энергетическая архитектура Южного Кавказа: анализ и прогнозы / Н. Мамедов. — Баку: Elm, 2021. — 208 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ МИРОВОГО ДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА НА ПРИМЕРЕ УЗБЕКИСТАНА

Куклина Анна Константиновна

Ведущий аналитик Центра климатической политики, e-mail: kuklina.a.k@yandex.ru

Центр стратегических разработок, Москва

На фоне растущего спроса на мобильность и истощения запасов природного газа Узбекистан рискует усилить зависимость от импорта энергоресурсов. В ответ страна развивает переход автотранспорта с нефти и газа на электроэнергию [1-4], рассчитывая сократить выбросы парниковых газов. Однако с учётом того, что около 80% электроэнергии производится из природного газа при средней эффективности станций около 35% и высоких потерях при передаче, такой переход может привести к ещё большему потреблению газа и росту выбросов — по сравнению с прямым использованием газа в транспорте, который сейчас покрывает более половины спроса на топливо. Кроме того, электромобили зачастую дороже в эксплуатации по сравнению с бюджетными газовыми авто, что тормозит темпы замещения. Анализ подтверждает эту тенденцию: недорогие машины на газе в среднем на 30% дешевле в эксплуатации, меньше расходуют газа, чем электромобили, но всё же выбрасывают больше парниковых газов. В более дорогом сегменте электромобили превосходят аналоги по всем параметрам — они дешевле, экологичнее и менее ресурсоёмки.

Список источников.

1. Постановление Президента Республики Узбекистан, от 19.12.2022 г. № ПП-443. О мерах по государственной поддержке организации производства электромобилей. - URL: <https://lex.uz/ru/docs/6316585> (дата обращения: 15.04.2025).
2. Постановление Президента Республики Узбекистан, от 29.06.2018 г. № ПП-3818. О мерах по дальнейшему упорядочению внешнеэкономической деятельности и совершенствованию системы таможенно-тарифного регулирования Республики Узбекистан. - URL: <https://lex.uz/docs/3802366> (дата обращения: 15.04.2025).
3. Предлагается утвердить стратегию и программу развития производства электромобилей в Узбекистане до 2030 года. - URL: <https://www.gazeta.uz/ru/2022/03/29/ecars/> (дата обращения: 15.04.2025).
4. Производство автомобилей в Узбекистане: 2024 год в цифрах. - URL: <https://avtoelon.uz/yangiliklar/articles/proizvodstvo-avtomobilej-v-uzbekistane-2024-god-v-cifrah/> (дата обращения: 15.04.2025).

Секция 4. Мировые энергетические рынки и международное энергетическое сотрудничество

ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОЦЕНКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ В РЕГИОНЕ СВА: МЕТОДОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННАЯ БАЗА

Попов Сергей Петрович

к.т.н., с.н.с., e-mail: popovsp@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, Иркутск

Цели долгосрочного прогнозирования энергетических рынков стран/экономик региона Восточной Азии состоят в оценке их потребности в импорте энергоресурсов, энергетических услуг, технологий и оборудования. Для этого требуется выполнение ряда комплексных задач, которые концентрируются в два взаимосвязанных кластера. Первый призван идентифицировать факторы, влияющие на структуру импорта энергоносителей, включая методы прогнозирования структуры конечного энергопотребления и трансформации энергетической инфраструктуры. Второй кластер должен обеспечивать мониторинг энергетической инфраструктуры страны/экономики, её институтов развития энергетики национального уровня, и участия в институтах международного энергетического сотрудничества. Кроме того, дополнительной целью проводимых исследований стран Восточной Азии является идентификация уникального опыта, который может быть использован в России на национальном, региональном или локальном уровнях управления развитием энергетики.

Методология исследований и информационная база.

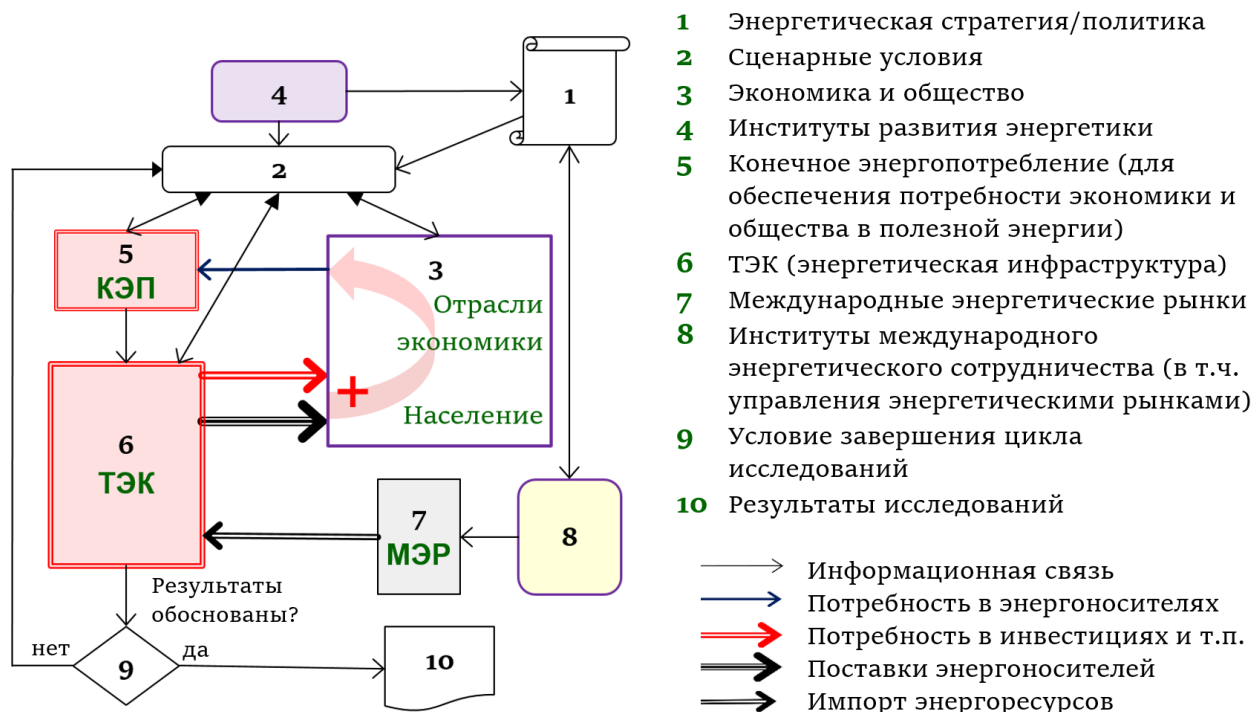


Рисунок Информационные потоки при исследовании стран-импортёров энергоресурсов.

На рисунке показаны институты развития энергетики страны (внутренние и международные), взаимодействующие объекты экономической системы страны и её энергетической подсистемы (энергоснабжающей инфраструктуры), два сектора ТЭК –

производства и преобразования энергоресурсов, и обеспечения полезной энергией конечных энергопотребителей (предоставление энергетических услуг экономическим субъектам) посредством обеспечения их энергией (электрической и тепловой) и топливом (большого разнообразия энергоносителей).

Отдельной важной задачей исследований является сравнительный анализ институтов управления развитием энергетической инфраструктуры на национальном, региональном и локальном уровнях в исследуемой стране/экономике Восточной Азии и в России.

Информационной базой исследований являются открытые публичные источники информации, включающие национальную и международную статистику в области энергетики и энергопотребления, научные публикации о моделировании систем энергетики применительно к странам/экономикам Восточной Азии, а также прогнозы развития энергетики.

Проблемы при проведении исследований.

Основной проблемой является поиск и систематизация, мониторинг информации о состоянии энергетической инфраструктуры страны/экономики. Особенно сложной задачей становится анализ документов по институтам управления развитием энергетики. Дополнительно к проблеме доступа к информации, её анализ затруднён необходимостью перевода текстов и графики, что требует высокой лингвистической, технической, культурологической, экономической квалификации исследователя. Далее, периодически требуется решение задач разработки, актуализации и проведения вычислительных экспериментов на системе моделей (цифровом двойнике энергетики исследуемой страны/экономики), чтобы в полном объёме поддерживать высокий уровень обоснованности выдаваемых в качестве результата работы МИЦ оценок долгосрочной потребности в импорте энергоносителей. Так, появилась проблема адекватного отображения водородоносителей в ТЭБ, включая проблемы адекватной синхронизации российской и международной терминологии и определений в области водородной энергетики.

Благодарности. Исследование выполнено в рамках государственного задания FWEU-2021-0004 Программы фундаментальных исследований Российской Федерации на 2021–2030 годы с использованием ресурсов Научно-исследовательского центра коллективного пользования «Высокотемпературные контуры» (Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Список источников.

1. Меренков А.П., Санеев Б.Г. и др. Научный обзор / Особенности развития энергетики Сибири и России с учётом мировых и национальных тенденций, Иркутск, 1994, 161 с.
2. Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Попов С.П., Клер А.М., Илькевич Н.И. Рынки природного газа и этапы создания газопроводной сети и системы экспортных газопроводов на востоке России, Известия Российской академии наук. Энергетика. 2000. № 6. с. 49-56.
3. Попов С.П. методический подход к оценке потребности в российских энергоресурсах на рынках Восточной Азии //Седьмые Мелентьевские чтения. Прогнозирование развития мировой и российской энергетики: подходы, проблемы, решения. Москва, 2013. с. 116-127.
4. Попов С.П. Институт международного многостороннего сотрудничества в энергетике: практика АТЭС, Энергетическая политика. 2013. № 3. с. 60-71.
5. Saneev B., Popov S., Korneev K., Maksakova D., International energy cooperation in Northeast Asia: problems of development, Energy Systems Research. 2019. Т. 2. № 1 (5). pp. 21-27.

РАСШИРЕНИЕ ПРИСУТСТВИЯ НА МИРОВЫХ РЫНКАХ ЗА СЧЁТ РАЦИОНАЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОВИНЦИЙ СИБИРИ И АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ

Немов Василий Юрьевич

к.э.н., с.н.с., e-mail: nemovvu@ipgg.sbras.ru

Филимонова Ирина Викторовна

д.э.н., г.н.с.

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3*

Установление устойчивых внешнеэкономических отношений и развитие системы обмена товарами, услугами и капиталом России со странами мира является одной из ключевых задач для достижения стабильного долгосрочного экономического роста. Однако в последние годы присутствие России на мировых рынках осложняется множеством неэкономических ограничений и барьеров, связанных как с прямыми запретами на торговлю определенными группами товаров, так и с санкциями, влияющими на логистику и международные расчеты.

В этих условиях развитие международной торговли требует комплексного подхода к трансформации добывающей, перерабатывающей промышленности и трансформации логистической системы. В настоящее время и в долгосрочной перспективе основными торговыми партнерами России будут являться страны АТР и Африки, не поддерживающие санкции [1]. Кроме того, в этих регионах прогнозируются и наибольшие темпы экономического роста и численности населения, что обуславливает высокий потенциал развития торговых отношений. Таким образом, в России необходимо реализовать свой ресурсный потенциал и выгоды от географического расположения для безбарьерного выхода на перспективные международные рынки. Ведущую роль при этом играет развитие глубокой переработки минеральных ресурсов на базе месторождений Восточной Сибири и Арктической зоны [2,3], а также развитие внутренней транспортной инфраструктуры и экспортных терминалов.

В настоящее время Россия крайне слабо представлена на мировом рынке газоперерабатывающей и газохимической продукции, занимая всего 2-3 % мирового производства. Сдерживающим фактором интеграции является отсутствие производственных мощностей на востоке страны, приближенных к экспортным морским терминалам, а также отсутствие специализированной экспортной инфраструктуры для газохимической продукции [4].

В свою очередь ресурсы, расположенные на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока, характеризуются многокомпонентным составом и требуют комплексного подхода для их рационального освоения и строительства каскадов заводов по производству продукции первого и второго передела. С учетом прогноза развития мировых рынков на ресурсной базе Восточной Сибири и Дальнего Востока экономически целесообразно развивать производство метанола, аммиака и его переделов, а также полимерную продукцию. Также интерес представляет добыча и производство гидроксида лития из гидроминерального сырья на базе разрабатываемых нефтегазовых месторождений.

На основе анализа сырьевой базы, маркетингового анализа внутреннего и внешнего рынков разработаны предложения по созданию трех центров по глубокой переработке минерального сырья: Красноярский, Иркутский и Якутский (таблица 1).

Таблица 1. Перспективные промышленные центры Восточной Сибири и Дальнего Востока

Центр	Сырьевая база	Продукция
Якутский	Чаяндинское, Среднеботуобинское, Тас-Юряхское и др.	СУГ, товарный газ, СПГ, уголь
Иркутский	Ковыктинское, Ангара-Ленское, Левобережное, Саянское, Заславское и др.	Гелий, товарный газ, метанол, аммиак, СУГ, полимеры, литий
Красноярский	Собинское, Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Ильбичикское, Абаканское и др.	Гелий, товарный газ, метанол, аммиак, СУГ, полимеры

Таким образом для расширения присутствия на мировых рынках необходим комплексный подход, включающий строительство комплексов по глубокой переработке минерального сырья на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока, коренные изменения в экспортной политике, развитие отечественных технологий и оборудования, строительства специализированной портовой инфраструктуры и танкерного флота, уплотнение сети автомобильных и железных дорог.

Благодарности. Исследование выполнено за счет проекта ИНГГ СО РАН № FWZZ-2022-0013 по программе ФНИ.

Список источников

5. Филимонова И. В., Комарова А. В. Азиатско-Тихоокеанский регион-перспективный рынок для транспортировки нефти и газа из Восточной Сибири / И. В. Филимонова, А. В. Комарова // Транспорт: наука, техника, управление. Научный информационный сборник. 2021. № 2. С. 23-30.
6. Немов В. Ю. Обоснование направлений развития топливного рынка в регионах Сибири и Дальнего Востока / В. Ю. Немов, И. В. Филимонова, И. В. Проворная, А. А. Карташевич // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21. № 6. С. 297-309.
7. Филимонова И.В. Предпосылки развития газовой промышленности в Республике Саха (Якутия) / И. В. Филимонова, В. Ю. Немов, М. В. Мишенин, И. В. Проворная // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2022. № 2 (177). С. 47-53.
8. Проворная И. В. Проблемы транспортной обеспеченности регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока / И. В. Проворная, И. В. Филимонова, К. Д. Гладких // Проблемы Дальнего Востока. 2024. № 3. С. 129-146.

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ТЭК В АТЭС, 9-Е ИЗДАНИЕ: СОГЛАСОВАНИЕ АМБИЦИОЗНЫХ ЦЕЛЕЙ С ПРАКТИЧЕСКИМИ РЕАЛИЯМИ

Ижбулдин Александр Константинович

Приглашенный исследователь, e-mail: alexander.izhbuldin@aperc.or.jp

Asia Pacific Energy Research Centre

Inui Bldg. Kachidoki 11F, 1-13-1 Kachidoki, Chuo-ku, Tokyo 104-0054, JAPAN

APEC Energy Demand and Supply Outlook – это флагманское исследование, которое с 1998 года регулярно публикуется Азиатско-Тихоокеанским исследовательским центром энергетики (Asia Pacific Energy Research Centre, APERC) и служит аналитической основой для обсуждения будущего энергетики в регионе. Последние издания Outlook отражают не только количественные прогнозы до середины века и далее, но и эволюцию подходов к оценке трансформации энергетического сектора.

Эта эволюция хорошо прослеживается и в международных дискуссиях, что отражено в названиях ежегодных симпозиумов IEEJ/APERC. В середине 2010-х годов они подчеркивали исследование будущего и возможности развития («Mapping the Energy Future»). Позже акцент сместился на вызовы и неопределенности («Threats and Opportunities», «Energy Trilemma in the Post-Corona World»). С 2021 года ключевым понятием стала углеродная нейтральность, сначала как цель, а затем как задача, требующая реалистичных решений («Multiple Pathways to Carbon Neutrality», «Challenges for Carbon Neutrality and Energy Security»). В 2025 году в названии симпозиума прямо обозначено противоречие между «идеалами и реальностью» («Ideals and Reality in the Global Energy Landscape under Growing Uncertainties»).

В девятом издании Outlook эта логика также проявляется. Если предыдущие выпуски были сосредоточены главным образом на достижении установленных индикаторов (снижение энергоёмкости, рост доли ВИЭ), то новое исследование акцентирует внимание на оценке последствий реализации амбициозных целей в контексте практических реалий. Сценарии Reference (Базовый) и Target (Целевой) показывают, что для декарбонизации недостаточно лишь ускоренного ввода возобновляемых источников и электрификации конечного потребления. Реализация таких целей сопровождается ростом системных издержек, связанных с развитием сетей, накопителей энергии и гибких мощностей. При этом сокращение импорта ископаемого топлива снижает традиционную уязвимость, но усиливает зависимость от глобальных цепочек поставок оборудования и материалов.

Таким образом, перед странами АТЭС стоит задача не отказа от амбиций, а их согласования с практическими реалиями: учет издержек, надежности энергоснабжения и новых форм уязвимости позволит превратить цели в достижимые ориентиры.

ИНТЕГРАЦИОННЫЕ ЭФФЕКТЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ РОССИИ И КИТАЯ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЕ

Комарова Анна Владимировна

к.э.н., доцент, ведущий научный сотрудник, e-mail: a.komarova@g.nsu.ru

Чжан Фань

аспирант, e-mail: f.chzhan2@g.nsu.ru

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Энергетическое сотрудничество России и Китая дает России важные стратегические преимущества в условиях западных санкций и геополитических событий. При анализе основных эффектов интеграции можно выделить следующие направления: экономические, социальные, политические, эколого-климатические, технологические и другие [1, 2]. В рамках данного исследования рассматривалось технологическое направление сотрудничества, были выявлены сильные и слабые стороны, возможности и угрозы.

- **Сильные стороны.**

Россия и Китай обладают мощными возможностями для исследований и разработок в энергетическом секторе, с многочисленными научно-исследовательскими институтами и университетами в области нефти и природного газа, занимающимися НИОКР. Россия преуспевает в различных областях, включая технологии разведки нефти и газа, методы бурения, технологии сжиженного природного газа, методы добычи в экстремально холодном климате и технологии защиты окружающей среды. С другой стороны, Китай обладает передовыми технологиями разведки в глубоководных и экстремальных условиях, методами добычи газовых гидратов, технологиями горизонтального бурения, методами модификации залежей, переработки нефти и производства буровых платформ и оборудования.

Что касается транспорта, то благодаря большой территории и значительному количеству сухопутных границ обе страны имеют большой опыт строительства трубопроводов для транспортировки нефти газа.

Эти сильные стороны и опыт позиционируют Россию и Китай как ключевых игроков в мировой нефтегазовой отрасли, а их совместные усилия в разработке технологий и строительстве трубопроводов, вероятно, внесут значительный вклад в рост и устойчивость сектора [3].

- **Слабые стороны.**

За последние два десятилетия внутренние расходы России на исследования и разработки неизменно оставались на уровне 1-2% от ВВП. По сравнению с другими развитыми странами инвестиции России в НИОКР относительно низки, страна занимает низкие места в Глобальном индексе инноваций. Из-за западных санкций и ограничений технологическое сотрудничество России в области нефти и газа было в значительной степени приостановлено.

Подавляющее большинство компонентов оборудования, используемых на всем российском нефтегазовом рынке, поступают из США, Европы и Китая. В феврале 2022 года четыре крупнейшие мировые нефтесервисные компании объявили о приостановке своей деятельности на российском рынке. В число этих компаний вошли Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes и Weatherford International. Эти меры значительно снизили эффективность добычи нефти и газа в России.

- **Возможности.**

В настоящее время энергетические компании как в России, так и в Китае находятся в фазе цифровой трансформации, в первую очередь затрагивающей цифровые технологии, такие как искусственный интеллект и робототехника, аналитика больших данных, промышленный Интернет вещей, БПЛА и технологии цифровых месторождений. Внедрение цифровых технологий может значительно повысить показатели извлечения нефтяных и газовых месторождений, эффективность производства и безопасность, а также укрепить энергетическое сотрудничество между Россией и Китаем [4].

- **Угрозы.**

С развитием цифровой трансформации и связанных с ней технологий, таких как искусственный интеллект, в энергетическом секторе обеих стран угрозы также возрастают. В нефтегазовой отрасли атаки на системы мониторинга и управления добычей, хранением и транспортировкой природного газа и нефтепродуктов могут иметь катастрофические последствия. Также существует риск физического разрушения существующих мощностей и технологических решений.

Благодарности. Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ, грант № 23-78-10157.

Список источников

1. Steblyanskaya A. Changes in sustainable growth dynamics: The case of China and Russia gas industries / A. Steblyanskaya, K. Bi, A. Denisov, Z. Wang, Z. Wang, Z. Bragina // *Energy Strategy Reviews*. 2021. Т. 33. С. 100586.
2. Кондратьев Д.А. Современное состояние топливно-энергетического сотрудничества России и Китая / Д.А. Кондратьев // *Постсоветские исследования*. – 2022. – Т. 5. – №. 3. – С. 278-292.
3. Стенников В.А. Нефтегазовая политика России в современных условиях и ее особенности в Российско-Китайском сотрудничестве в газовой сфере / В.А. Стенников, В.О. Головщиков, Е.А. Романович // *iPolytech Journal*. 2021. Т. 25. №. 1 (156). С. 122-137.
4. Kutcherov V. Russian natural gas exports: An analysis of challenges and opportunities / V. Kutcherov, M. Morgunova, V. Bessel, A. Lopatin // *Energy Strategy Reviews*. 2020. Т. 30. С. 100511.

СОЗДАНИЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНО–ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ И КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВНУТРЕННЕЙ МОНГОЛИИ КИТАЯ: ФОРМЫ ОРГАНИЗАЦИИ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Чжан Яньцзе

*соискатель, ассистент кафедры русского языка и межкультурной коммуникации,
e-mail: zhangyanjie@mail.ru;*

Шуплецов Александр Федорович

*доктор экономических наук, профессор кафедры экономики предприятий и
предпринимательской деятельности,
Байкальский государственный университет, г. Иркутск*

Отрасли топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Китая являются основными поставщиками топлива, сырья и энергоносителей потребителям. Они являются основой современного и перспективного развития экономики Китая. Инновационно-технологическое развитие ТЭК может стать катализатором инновационных преобразований в национальной экономике Китая и позволит претендовать на ведущее место среди экономик мира.

Исследование инновационно-технологического развитие ТЭК является актуальным в период сложных геополитических изменений в мировой экономике. Важно разработать механизмы внедрения и эффективного функционирования территориально-производственных комплексов (ТПК) в углехимической отрасли Китая. Система «вертикального планирования» в стране отлажена и сбалансирована. На местах, в рамках реализации этих планов, задействованы многочисленные разной подчиненности организации.

Территориально-производственные комплексы – экономически взаимосвязанные объединения компаний, взаимодействующих организаций и др. структур в одной «промышленной точке» или целом районе, взаимодействуя создают условия, при которых экономический эффект достигается за счет целесообразного, научно обоснованного сочетания производств, в соответствии с природными и экономическими условиями района, его транспортным и экономико-географическим положением.

В качестве выводов выполненного исследования можно утверждать, что задачи политики формирования «тесного» взаимодействия бизнеса гораздо сложнее, чем представляется, поскольку «местные компании» остаются относительно слабыми в своих организационных и технологических возможностях.

Какой бы ни была выбранная траектория развития и политического взаимодействия всех структур, важный урок заключается в том, что результат вряд ли будет эффективным и устойчивым без полного понимания транснациональной динамики, в которой находится регион и его ТПК. Это ключевое положение представления о роли и месте «Территориально-производственного комплекса» в конкурентной динамике в современных условиях.

Список источников

1. Чен И. Перспектива угольной водородной промышленности и выбор пути развития новой энергетики Китая / И. Чен [и др.] // Китай Мин Маг. — 2017. — № 26. — С. 35–40.

2. Чжан Яньцзе. Предпосылки к формированию механизма территориально-производственного комплекса углехимической отрасли Внутренней Монголии Китая как элемента механизма эффективного отраслевого взаимодействия / Ч. Яньцзе, А. Ф. Шуплецов // Развитие малого предпринимательства в Байкальском регионе: Материалы 5-й международной научно-практической конференции, Иркутск, 22 ноября 2022 года. – Иркутск: Байкальский государственный университет, 2023. – С. 75-79.
3. Чжан Яньцзе. Экономическая эффективность предприятий в составе углехимического территориально-производственного комплекса Внутренней Монголии / Я. Чжан // Бизнес. Образование. Право. – 2023. – № 3(64). – С. 148-153.
4. Petrochemicals complex profile: Shenhua Baotou Coal Chemical Company Baotou Complex, China: official portal / Offshore Technology. – 2024. – URL: <https://www.offshore-technology.com/data-insights/shenhua-baotou-coal-chemical-company-baotou-complex-china/?cf-view>

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СВЯЗАННОСТЬ КАК РЕГИОНАЛЬНОЕ ОБЩЕСТВЕННОЕ БЛАГО: ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ ВЫЗОВЫ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

Гулидов Руслан Витальевич

Канд. экон. наук, проректор по научной работе, e-mail: gulidov@msun.ru

Морской государственный университет им. адм. Г.И. Невельского,

г. Владивосток

Энергетическая связанность приобретает всё большее значение в глобальной повестке устойчивого развития, энергетической безопасности и декарбонизации. В терминах институциональной экономики она может рассматриваться как региональное общественное благо (частный случай международного общественного блага): неделимое, неэксклюзивное и приносящее коллективные выгоды. Однако в Северо-Восточной Азии (СВА), несмотря на высокий потенциал, многосторонняя энергетическая связанность практически отсутствует.

В регионе преобладает двусторонняя торговля энергоресурсами. Электроэнергетическая и газотранспортная кооперация остаются крайне ограниченными: локальная инфраструктура экспорта из России ориентирована в основном на китайское направление; крупные интеграционные проекты (например, Asian Super Grid) заморожены. Такая структура формирует фрагментированное энергосотрудничество вместо единого энергетического пространства.

С 1990-х годов реализован целый ряд инициатив по изучению и оценке технических и коммерческих возможностей энергетической кооперации и интеграции в СВА. Среди них: программа NEAREST (Northeast Asian Electrical System Ties), в рамках которой моделировались системные эффекты от интеграции энергосистем; серия проектов Asia Energy Security / East Asia Energy Futures (Nautilus Institute), посвящённых сценарному анализу влияния энергетического сотрудничества на энергетическую безопасность региона; концепция Green Energy Corridors (Gobitec & Asian Super Grid), оценивавшая экспорт потенциала ВИЭ Монголии и Дальнего Востока России в Китай, Корею и Японию; а также исследования под эгидой UNESCAP Energy Connectivity Programme, направленные на институционализацию энергетической связанности в АТР. Параллельно действовал Форум газопроводов Северо-Восточной Азии (NAGPF), в рамках которого с 1996 по 2011 гг. велись исследования вариантов трубопроводных маршрутов и газового баланса региона.

Полученные в рамках этих инициатив результаты демонстрируют устойчивость выводов: интеграция энергосистем и развитие региональных газотранспортных маршрутов способны обеспечить **снижение совокупных системных затрат, оптимизацию инвестиций, повышение надёжности за счёт различия периодов пиковой нагрузки и значительные экологические эффекты** [1–3]. Таким образом, потенциал энергетической связанности в СВА как регионального общественного блага был многократно подтверждён моделями расчётами и сценарными исследованиями.

Однако на практике этот потенциал остаётся **нереализованным**. Главными препятствиями выступают институциональные и структурные барьеры. В регионе доминируют двусторонние форматы торговли, тогда как многосторонние механизмы (Расширенная Туманганская Инициатива, ЭСКАТО) не обладают достаточной институциональной ёмкостью. Нормативно-техническая разнородность (частотные режимы, стандарты качества) повышает издержки

согласования. Геополитическая напряжённость и санкционные ограничения усиливают неопределённость долгосрочных инвестиций.

Политико-экономические интересы стран региона различны, но во многом комплементарны. Россия ориентирована на экспорт и монетизацию ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока; Китай стремится к диверсификации импорта и развитию возобновляемых источников; Япония и Республика Корея – к снижению зависимости от импортного СПГ; Монголия – к использованию потенциала ветровой и солнечной генерации. Даже КНДР, оставаясь изолированной, потенциально может играть транзитную роль. Такая разнонаправленность приоритетов не исключает, а напротив, создаёт основу для взаимовыгодной кооперации при условии эффективной институционализации.

Мировая практика энергетической интеграции показывает разные траектории. В ЕС глубокой интеграции удалось достичь благодаря наднациональным институтам и унификации правил. В АСЕАН энергетическая связанность развивается модульно: через запуск пилотных двусторонних и трёхсторонних проектов, постепенно объединяющихся в кластеры. В Южно-Африканском энергетическом сообществе (ЮАЭС) интеграция строилась при сильной асимметрии, что подтверждает возможность сотрудничества в условиях дисбаланса, однако кризис в ЮАР показал уязвимость этого энергообъединения без прочных институтов. Для СВА наибольшую ценность представляет именно **модель АСЕАН** – поэтапное развитие кооперационных проектов и последующая, постепенная институционализация, с учётом уроков ЕС и ЮАЭС.

Исходя из анализа, наиболее реалистична стратегия «постепенной связанности», предполагающая:

запуск опорных энергетических коридоров в двустороннем и трёхстороннем формате (например, Россия–Китай–Монголия, Китай–Республика Корея–Япония);

объединение этих коридоров в более крупные кластеры;

поэтапную гармонизацию технических стандартов и тарифных правил;

развитие мини-рынков мощности и электроэнергии под эгидой существующих международных платформ (ЭСКАТО, РТИ);

формирование механизмов арбитража и распределения выгод, снижающих транзакционные издержки.

Список литературы

1. Otsuki T., Isa A.B.M., Samuelson R.D. Electric Power Grid Interconnections in Northeast Asia: A Quantitative Analysis of Opportunities and Challenges. *Energy Policy*, 2016, Vol. 89, pp. 311–329.
2. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Санеев Б.Г. Межгосударственная энергетическая кооперация в Северо-Восточной Азии: состояние, потенциальные проекты, энергетическая инфраструктура. *Энергетическая политика*, 2014, № 2, с. 55–64.
3. Gao Y., Liu Z., Xu X., Guo Y., Li J. Research and Outlook on Northeast Asian Energy Interconnection. *E3S Web of Conferences*, 2020, 209:04006. DOI: 10.1051/e3sconf/202020904006.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАЛИЗАЦИИ ОТДЕЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В СТРАНАХ БРИКС

Корнеев Константин Анатольевич

*Кандидат исторических наук, старший научный сотрудник, e-mail: korneev@iccaras.ru
Институт Китая и современной Азии РАН*

Страны-члены объединения БРИКС (Бразилия, Россия, Индия, Китай, Южная Африка, пока без новых участников) в совокупности обеспечивают до 40% мирового потребления энергии и не менее 35% выбросов CO₂, что обеспечивает предметный интерес к траектории декарбонизации с их стороны. Использование низкоуглеродного водорода в перспективе позволит кратно сократить выбросы в таких отраслях, как химическая промышленность, металлургия, энергетика, транспорт и ряд других, а также будет способствовать укреплению энергетической безопасности, поскольку водород не является первичным энергоресурсом, а получается в результате преобразований исходного сырья.

Все пять рассматриваемых стран БРИКС в разной степени вкладываются в развитие водородной энергетики. Несомненный лидер здесь – Китай, однако и другие государства предпринимают целенаправленные шаги, пусть и в значительно меньших масштабах. В целом же потенциал БРИКС в плане реализации «водородных» инициатив велик и на дистанции до 2035 г. объединение вполне в состоянии занять ключевые позиции на глобальном уровне по всей цепочке стоимости, от производства низкоуглеродного водорода до его потребления. Поэтому сравнительный анализ реализации отдельных проектов водородной энергетики в странах БРИКС представляет несомненный научный интерес.

Методология исследования состоит в суммарной оценке водородных проектов по трём ключевым критериям:

1. Уровень себестоимости водорода (LCOH). Этот показатель отражает совокупные затраты на производство водорода за весь жизненный цикл (ЖЦ), включая капитальные и операционные расходы. Например, стоимость производства «серого» водорода в среднем по БРИКС (получается методом газификации угля) находится в диапазоне 1,50-2,50 долл/кг, «голубого» (получается способом парового риформинга метана) – в диапазоне 2,2-4,2 долл/кг (однако установка систем улавливания углерода увеличивает затраты на 30-50%), а «зелёного» (получается способом электролиза) – в диапазоне 4,3-7,8 долл/кг.

2. Внутренняя норма доходности (IRR). Показатель IRR, определяющий окупаемость проектов, сильно зависит от уровня риска, поскольку сформированных национальных и/или международных рынков технологий и продукции для водородной энергетики пока нет. Чтобы отрасль сложилась, необходимо прямое участие государства, т.е. до 30% запланированных к реализации проектов должны так или иначе лидироваться государством. Например, в России «голубой» водород обеспечивает IRR 8-10% без субсидий, а «зелёные» проекты нуждаются в различных вариантах поддержки для достижения даже 5-7%.

3. Государственные стимулирующие меры и углеродное регулирование (включая инвестиции в инфраструктуру). Наличие либо отсутствие такого рода мер существенно влияет на экономику проектов. В настоящее время так или иначе применяется множество различных форматов поддержки, начиная от снижения (полного снятия) налогового бремени и

субсидирования процентных ставок по займам на развитие бизнеса, до гарантированных контрактов на закупку продукции и прямой поддержки строительства инфраструктуры (частичная и/или полная компенсация капитальных затрат). Например, в Бразилии с 2022 г. предоставляются налоговые льготы в размере 0,50 долл/кг для закупок «зелёного» водорода вместо обычного «серого» для нужд нефтеперерабатывающей промышленности. Углеродный налог в ЮАР (20 долл/т CO₂) увеличивает себестоимость серого водорода на 18-20%, также стимулируя промышленных потребителей к использованию низкоуглеродного водорода. Несмотря на довольно быстрые темпы реализации отдельных водородных проектов в КНР, отсутствие национального углеродного регулирования продлевает доминирование «серого» водорода (более 80% рынка).

Водородные проекты в государствах БРИКС реализуются по-разному, демонстрируя заметную специфику с точки зрения финансово-экономического анализа. Однако к важным общим задачам следует отнести сокращение инвестиционных рисков для компаний, имеющих понятные бизнес-интересы в области низкоуглеродного водорода, через смешанное частно-государственное финансирование, а также приоритетное продвижение НИОКР в области технологий электролиза для снижения LCOH на 20% и более.

Благодарность. Исследование выполнено при поддержке Российского научного фонда, проект № 25-28-00554 «Развитие водородной энергетики в рамках БРИКС: национальная специфика и общие задачи». Карточка проекта на сайте фонда: <https://rscf.ru/project/25-28-00554/>

Список источников

1. Angelico R., Giametta F., et al. Green Hydrogen for Energy Transition: A Critical Perspective // *Energies*. 2025. Vol. 18 (2). P. 2-43. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18020404>
2. Cal L., Sampene A. et al. Empirical Analysis of BRICS Countries Pathway Toward Low-Carbon Environment // *Research Square*. 2021. Vol. 1. P. 1-19. DOI: <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-850439/v1>
3. Kakran S., Sidhu A. et al. Hydrogen Energy in BRICS-US: A Whirl Succeeding Fuel Treasure // *Applied Energy*. 2023. Vol. 334. P. 2-29. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120670>
4. Kumar D., Zhang Ch. et al. Integrated Assessment of Levelized Costs of Hydrogen Production: Evaluating Renewable and Fossil Pathways with Emission Costs and Tax Incentives // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 95. P. 389-401. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.11.261>

ЗЕЛЁНЫЙ СЕРТИФИКАТ КАК ИНСТРУМЕНТ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Максакова Дарья Владимировна

Кандидат технических наук, научный сотрудник, e-mail: maksakova@isem.irk.ru

Попов Сергей Петрович

Кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: popovsp@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск

С конца прошлого века на глобальном уровне сформировался императив по противодействию изменению климата, который к началу 20-х гг. текущего столетия в большинстве развитых стран и ряде развивающихся был оформлен в виде национальной политики по декарбонизации энергетики. Одними из предпосылок к проведению такой политики стало стремление снизить зависимость от импорта ископаемого топлива и ускорить темпы экономического роста за счёт внедрения новых энергетических технологий, в том числе технологий водородной энергетики.

В России климатическая повестка в значительной мере формировалась как реакция на внешние вызовы, связанные с новыми требованиями импортёров энергоресурсов к так называемому «углеродному следу» поставляемой продукции. Предполагалось, что за счёт экспорта водорода Россия сможет компенсировать снижение нефтегазовых доходов бюджета вследствие отказа импортёров от ископаемого топлива. В принятой в 2021 г. «Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации» включение России в число мировых лидеров по производству и экспорту водорода было обозначено в качестве стратегической цели, а экспорт водорода в 2024 г. должен был составить 0,2 млн. т и достичь 15-50 млн т к 2050 г. Однако, запланированные крупномасштабные экспортно ориентированные проекты по производству водорода на территории России не реализованы до сего дня. Представляется, что основными причинами того стали переоценённые ожидания относительно стоимости производства и транспортировки водорода, а также спроса на зарубежных рынках.

Таким образом, имеет место противоречие, заключающееся в том, что с одной стороны, становится очевидной необходимость пересмотра стратегических целевых ориентиров и планов по наращиванию экспортного потенциала для энергетического водорода, но с другой стороны, задача развития водородных технологий сохраняется. Последнее обусловлено, во-первых, перспективностью использования водорода для энергоснабжения потребителей Российской Федерации, расположенных на удалённых труднодоступных территориях с богатым потенциалом по его производству (в том числе на основе возобновляемых источников энергии, в таком случае водород называют «зелёным») и высокими ценами на привозное топливо и электроэнергию; во-вторых, формированием спроса на энергетический водород в ряде дружественных или нейтральных стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Необходимость разрешения указанного противоречия обуславливает актуальность тематики данного исследования, цель которого – разработка модельного инструментария, который на основе количественных оценок помогал бы сформировать научно обоснованные предложения по использованию такого инструмента финансирования проектов по производству водорода как зелёные сертификаты на водород.

По аналогии с зелёными сертификатами на электроэнергию, под зелёным сертификатом на водород понимается документ, который подтверждает производство водорода с использованием технологий, минимизирующих эмиссию парниковых газов, но не предполагает физическую поставку водорода от поставщика покупателю сертификата. Иными словами, водород может продаваться отдельно от сертификата.

Предлагается оптимизационная модель рынка водорода и зелёных сертификатов на него. Результаты моделирования позволяют сделать вывод о том, что торговля зелёными сертификатами на водород позволяет существенно снизить затраты системы по его транспортировке. Продажа зелёных сертификатов приносит дополнительную прибыль производителям водорода без давления на государственный бюджет, в то время как эффект от снижения логистических затрат может сдерживать цены на водород, делая его более привлекательным для потребителей.

Другим примечательным результатом является то, что торговля зелёными сертификатами может стимулировать производство низкоуглеродного водорода в отдалённых районах, что имеет важное значение для изолированных труднодоступных территорий России с богатым потенциалом возобновляемых энергоресурсов.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНОЙ РОЛИ ВОДОРОДА В МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Галкин Юрий Владимирович

старший инженер, e-mail: forecast@eriras.ru

Институт энергетических исследований РАН, Россия, г. Москва

В настоящее время наблюдается новая волна интереса к развитию водородной энергетики, вызванная усилением климатической повестки. С 2017 г. свыше 50 стран приняли стратегии или дорожные карты по развитию водородной энергетики [1]. Государственная поддержка стимулирует разработку множества проектов, но в среднем в мире лишь по около 4 % из них принимается финальное инвестиционное решение [2]. Такие проекты, тем не менее, нередко не реализуются или откладываются из-за неопределенностей со стороны спроса на водород, экономической эффективности, регулирования и пр.

Видится необходимым уточнение будущей роли водорода в мировой энергетике. С этой целью исследуются проблемы производства и транспортировки водорода, а также перспективы его использования в транспортном секторе, электроэнергетике, промышленности и домохозяйствах с учетом конкурентоспособности с другими решениями по энергоснабжению и оценок выбросов от использования водорода и его альтернатив. По результатам исследования можно предположить, что в большинстве секторов конечного использования энергии электрификация окажется предпочтительнее, чем использование водорода, поскольку более доступна и несет меньше энергетических потерь.

В транспортном секторе легковые автомобили и, по всей видимости, грузовые автомобили на водороде проиграли конкуренцию легковым и грузовым электромобилям ввиду более низкой стоимости владения электромобилями, более развитой зарядной инфраструктуры [3]. В сегменте водного транспорта потенциальный интерес для последующего изучения представляет использование водородсодержащих топлив, где сам водород будет только одной из составляющих этого источника энергии (аммиак, метанол, синтетические топлива). В настоящее время водородные силовые установки для крупных судов находятся на стадии исследований.

В электроэнергетике консенсус состоит в отсутствии ожидания масштабного использования водорода ввиду наличия более дешевых низкоуглеродных альтернатив. При этом можно отметить перспективы использования водорода с целью долгосрочного хранения электроэнергии. По мере роста использования неравномерной генерации на ВИЭ вероятно расширение использования водорода как накопителя, несмотря на его дороговизну и большие потери при полном цикле от производства электроэнергии для заряда накопителя до выдачи в сеть.

В домохозяйствах использование водорода для отопления чаще более сложно и затратно, нежели электрификация отопления.

В промышленности более доступным низкоуглеродным решением в сравнении с водородом (хотя и в абсолютном выражении дорогостоящим) также видится использование электроэнергии. Перспективными нишами для водорода в промышленности могут стать процессы, технические решения по электрификации которых еще не коммерциализированы, например, производство стали. Незаменимым остается использование водорода в качестве сырья в переработке нефти и газа и в химической промышленности.

Чтобы водород действительно содействовал низкоуглеродному развитию, важно учитывать не только отсутствие выбросов во время использования непосредственно у потребителя, но и выбросы парниковых газов, формируемые в процессе производства и транспортировки водорода, а также энергетические потери. В этой связи эффективные (экономически, энергетически и экологически) варианты использования водорода по секторам оказываются весьма ограниченными. В отсутствие государственной поддержки эффективные решения по использованию водорода в настоящее время оказываются ограниченными и неуниверсальными, но приоритеты конечных потребителей энергии и конкурентоспособность водорода относительно альтернатив со временем и по мере НТП могут меняться.

Список источников

1. Green hydrogen strategy. A guide to design. IRENA, 2024. – URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Oct/IRENA_Green-hydrogen_auctions_guide_to_design_2024.pdf (дата обращения 30.06.2025).
2. Global Hydrogen Review. IEA, 2024. – URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/hydrogen-production> (дата обращения 30.06.2025).
3. Кулагин В.А., Грушевенко Д.А. Сможет ли водород стать топливом будущего? // Теплоэнергетика. 2020. № 4. С. 1–14.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЭР В АЗИАТСКИХ РЕГИОНАХ РОССИИ

Соколов Александр Даниилович

д.т.н., гл.н.с., e-mail: sokolov@isem.irk.ru

Музычук Роман Игоревич

м.н.с., e-mail: rmuz@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Одним из основных приоритетов, принятых в последние годы в директивных документах в области энергетики, является повышение энергоэффективности экономики, а именно снижение удельных затрат на производство и использование энергоресурсов за счет рационализации их потребления, применения энергосберегающих технологий и оборудования, сокращения потерь при добыче, переработке, транспортировке и реализации продукции ТЭК. Для достижения этого приоритета, одним из значимых механизмов государственной энергетической политики являются разработка отчетных и прогнозных топливно-энергетических балансов (ТЭБ), которые дают комплексную и наиболее полную по содержанию информацию о состоянии ТЭК страны и региона.

Для оценки энергоэффективности Азиатских регионов России составлен отчетный ТЭБ, который позволил оценить эффективность использования ТЭР как в целом по региону, так и по ТЭС и котельным, и оценить потери в электрических и тепловых сетях. Анализ ТЭБ показал, что в Азиатских регионах эффективность использования уступает таковым в среднем по России (эффективность использования энергии в СФО и ДФО на 15-20 % ниже, чем в среднем по России и значительно ниже, чем в развитых странах мира, потенциал энергосбережения во всех сферах экономики восточных регионов составляет около 30 % от их суммарного энергопотребления).

Основными причинами низкой энергоэффективности Азиатских регионов России являются несовершенство структуры баланса, и высокая степень физического износа и морального старения энергогенерирующего оборудования.

Таким образом, приоритетными направлениями повышения эффективности использования ТЭР Азиатских регионов России должны стать увеличение потребления природного газа и обновление основных фондов, снижения потерь в электрических и тепловых сетях.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ГЛОБАЛЬНОГО СПРОСА НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ ПО СЕКТОРАМ КОНЕЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ

Галкина Анна Александровна

старший научный сотрудник, e-mail: galkina@eriras.ru

Институт энергетических исследований РАН, Россия, г. Москва

На фоне трансформации мировой энергетики и в связи с качественными изменениями в возможностях вычислений актуализируется тема развития подходов к прогнозированию долгосрочного глобального спроса на энергетические ресурсы. Усовершенствованные методы прогнозирования должны описывать сложные взаимосвязи между факторами спроса, быть адаптивными и давать результаты, которые помогают эффективному планированию. Вниманию предлагается апробированная в ИНЭИ РАН методика по формированию долгосрочных прогнозов спроса на энергетические ресурсы по странам по секторам потребления.

Для описания платежеспособных потребностей общества в энергетических ресурсах обычно используются различные демографические и экономические показатели, а также учитывается ход НТП и государственные энергетические политики. Здесь к особенностям вводных данных следует отнести небольшое количество релевантных временных рядов, доступных по всем странам, зачастую их недостаточно большая длина, чтобы использовать алгоритмы обучения. Кроме того, экономики развиваются неравномерно как внутренне, так и между собой, что усложняет реализацию универсального подхода для формирования прогнозов по странам и секторам.

В ИНЭИ РАН постоянно совершенствуется модельный комплекс по прогнозированию развития мировой энергетики. В части формирования глобального спроса подход автоматизирован и значительно усовершенствован. В настоящее время он позволяет детально (по более чем 100 стран) по секторам (промышленность, домохозяйства и коммерческий сектор, сельское и рыбное хозяйство, транспортный сектор по видам транспорта, прочее использование в секторах конечного потребления с выделением сырьевого использования) проанализировать ретроспективную динамику и совместить несколько различного типа прогнозов, основанных – в зависимости от сектора – на авторегрессионных трендах со скользящим средним (ARIMA) по множеству временных промежутков начиная с 1980 г. с учетом зависимостей от энергопотребления на душу населения и энергоемкости секторов, использовании грей-моделей, а также технико-экономического, кластерного анализа и других методов. По результатам анализа прогнозных диапазонов автоматически отбираются лучшие решения для прогноза по каждому сектору по каждой стране. Дополнительно учитываются ограничения, связанные с мерами государственных энергетических политик, реализацией крупных проектов и т.д., после чего прогноз спроса передается в другие модули для формирования комплексного прогноза развития мировой энергетики.

С использованием представленного подхода удалось вывести методику расчета прогноза глобального спроса на качественно новый уровень: трудоемкость расчетов ранее не позволяла формировать прогнозы одновременно по нескольким сценариям, по секторам и по большому количеству стран мира. При этом подтвердились: тренды на заметное замедление объемов глобального энерго- и электропотребления на фоне роста доли электроэнергии в секторах

конечного потребления; отсутствие универсальных решений по структуре ТЭБ по странам; большая значимость социо-экономических ограничений в реализации спроса.

Список источников

1. Прогноз развития энергетики мира и России 2024 / под ред. А.А. Макарова, В.А. Кулагина, Д.А.Грушевенко, А.А.Галкиной; ИНЭИ РАН – Москва, 2024. – 208 с.
2. Перспективы развития мировой энергетики с учетом влияния технологического прогресса / под ред. В.А. Кулагина // М.: ИНЭИ РАН, 2020. – 320 с.

ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ИЗМЕНЕНИЯ МОДЕЛИ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЮЖНОЙ ЗОНЕ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Найден Светлана Николаевна

*доктор экономических наук, заместитель директора по научной работе, e-mail:
nayden@ecrin.ru*

Дёмина Ольга Валерьевна

*кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, e-mail: demina@ecrin.ru
Институт экономических исследований ДВО РАН*

Основные изменения в рамках 30-летнего процесса реформирования рынка электрической энергии в России были зафиксированы к 2011 г. и по настоящее время продолжается настройка условий его функционирования и развития.

С 1 января 2025 г. изменена модель функционирования рынка в южной части ДФО, куда входят Амурская область, Приморский край, Хабаровский край, Еврейская автономная область и часть Республики Саха (Якутия), за исключением Северного энергорайона, объединенные в зону функционирования ОЭС Востока. Ключевые изменения на данном рынке обусловлены переходом из неценовой зоны (модель единого закупщика) в ценовую зону рынка (модель пул) и заключаются, во-первых, в смене способов ценообразования (от регулируемых цен, использующих трансляцию цен оптового рынка на розничный к маржинальной цене), а во-вторых, во внедрении конкурентного отбора генерирующих мощностей и различных механизмов стимулирования новой генерации, в основе которых лежит договор на поставку мощности.

Описаны плюсы и минусы каждой из рассматриваемых моделей рынка для южной зоны ДФО. Выявлено, что переход в ценовую зону рынка не позволяет в полной мере нивелировать недостатки предыдущей модели, провоцируя риски снижения управляемости системы и надежности энергоснабжения. Показано, что средняя стоимость 1 МВт мощности в пределах ОЭС Востока сформировалась выше, чем сложившаяся рыночная цена мощности во 2-й ценовой зоне. Кроме того, наличие вынужденной генерации в ОЭС Востока создает дополнительный импульс к росту уровня цен на мощность во 2-й ценовой зоне. Определены возможные последствия изменения модели рынка для трех ключевых участников: производителей, потребителей и государства.

Показано, что население как одна из основных групп потребителей, обладает характерными особенностями спроса – неэластичного по цене, когда динамика потребления не зависит от экономической активности, а устанавливаемый государством тариф удерживается ниже уровня фактических затрат на энергоснабжение. Однако даже при таких характеристиках сохраняется проблема обеспечения физической и экономической доступности электроэнергии, покрывающей базовые потребности населения и оказывающей влияние на качество жизни. Регулирование тарифов для населения сохраняется, несмотря на процесс дальнейшей либерализации рынка электроэнергии. Изменение институциональных условий затрагивает производственные характеристики производителей, их систему затрат и возможности перекрестного субсидирования энергоснабжения населения за счет других групп. Масштабы государственного патроната остаются главным источником поддержки участников рынка в равновесном состоянии.

Список источников.

1. Айзенберг Н.И., Зоркальцев В.И., Киселева М.А. Модели несовершенной конкуренции применительно к анализу электроэнергетического рынка Сибири // Журнал новой экономической ассоциации. 2013. №2. С.1-62.
2. Беляев Л.С., Подковальников С.В. Рынок в электроэнергетике: проблемы развития генерирующих мощностей. Новосибирск: Наука, 2004. 250 с.
3. Дёмина О.В., Минакир П.А. Дифференциация цен на электроэнергию: роль пространства и институтов // Пространственная экономика. 2016. № 1 С. 30-59. DOI: 10.14530/se.2016.1.030-059
4. Уринсон Я.М., Кожуховский И.С., Сорокин И.С. Реформирование российской электроэнергетики: результаты и нерешенные вопросы // Экономический журнал ВШЭ. 2020. № 24(3). С. 323-339. DOI: 10.17323/1813-8691-2020-24-3-323-339

СИСТЕМНЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Губанов Максим Михайлович¹, Киушкина Виолетта Рафиковна², Лукутин Борис Владимирович³

¹к.т.н., руководитель направления по энергетике и ЖКХ Инвестиционного департамента

¹Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики, г. Москва

²д.т.н., руководитель департамента энергетической безопасности

и инфраструктуры ТЭК, Kiushkina@rosenergo.gov.ru

²Российское энергетическое агентство Минэнерго России, г. Москва

³д.т.н., профессор отделения Энергетики и электротехники Инженерной школы энергетики

³Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Исторически в своем максимальном проявлении децентрализованное электроснабжение осуществляется на изолированных труднодоступных территориях (далее – ИТТ) Дальневосточного федерального округа и Арктической зоны, уникальных и стратегически важных для Российской Федерации территориях. Значимость ресурсного потенциала, геополитического положения, стратегических торговых путей и потенциального развития новых узлов, центров специализации специфически важной хозяйствующей деятельности, присутствие культурного и социального наследия страны всегда определяла социально-экономическое значение ИТТ для страны и априори необходимость поддержания сети населенных пунктов, промышленных объектов и энергетической инфраструктуры.

На способность существующей локальной энергетики на основе эффективного использования внутренних и внешних ресурсов обеспечивать устойчивое и надежное энергоснабжение субъектов хозяйственной деятельности и населения без ущерба для экономического и экологического аспекта, особенно в районах Крайнего Севера, накладываются уязвимости, которые обусловлены территориальным расположением и специфичностью автономного энергоснабжения. Неблагоприятное сочетание исторически и по иным причинам сложившихся условий существования территорий во внутренней и внешней среде энергохозяйства формирует предпосылки к зарождению локальных рисков, высокой вероятности реализации угроз для децентрализованных энергорайонов.

В силу большого числа факторов энергоснабжение ИТТ в Российской Федерации в настоящее время является низкоэффективным и сопряжено со значительными проблемами. Многоаспектность проблематики и необходимости формирования под нее дополнительных мер государственного регулирования, механизмов и нестандартных решений, учитывающих факторы, условия, специфику, в которой эксплуатируются объекты генерации на ИТТ, и их высокую уязвимость при ухудшении экономических условий и чувствительность к угрозам, объясняет сложности в достижение национальной цели развития Российской Федерации в части обеспечения комфортной и безопасной среды для жизни на таких территориях.

Само сочетание факторов и условий существования жестко формирует как стимулы для развития, так и локальные риски в области энергетической безопасности. Для них всегда будет обозначаться баланс между критериями (энергетической безопасностью, экономической эффективностью, жесткими экологическим требованиями) при разработке нестандартных и схемных решений развития энергетики.

Одним из эффективных решений для гарантированного обеспечения энергоснабжения ИТТ сохраняется развитие распределённой генерации и интеллектуальных энергетических систем с использованием местных ресурсов, включая возобновляемые источники энергии. Такое решение заложено в одной из задач по совершенствованию территориально-производственной структуры топливно-энергетического комплекса с учетом необходимости укрепления единства экономического пространства, закрепленных в Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации.

Низкая инвестиционная привлекательность проектов развития генерации со спецификой децентрализованного электроснабжения заставляет обратить внимание на модель регулирования развития энергетики на таких территориях и достаточность условий для соответствующего темпа модернизации объектов и комплексного развития локальной энергетики.

Текущая энергетическая политика направлена на повышение эффективности локальной энергетики и экономически оправданное внедрение ВИЭ. Вместе с тем для ее реализации необходимо принятие ряда государственных решений, направленных на развитие нормативной правовой базы и появление программ государственного финансирования для привлечения частных технологических и финансовых инвестиций в эту сферу. Российская Федерация имеет значительный опыт в этой области, который может конкурировать с мировым, в первую очередь в странах Азиатско-Тихоокеанского региона. При этом стоит отметить существующую технологическую зависимость от иностранных поставщиков оборудования и недостаток совместных международных проектов.

Ключевым вызовом является обеспечение плавного перехода к новому технологическому укладу на основе современных технологий интеллектуальной энергетики, который призван обеспечить повышение надежности и снижение стоимости энергоснабжения потребителей. Темпы внедрения технологий распределенной генерации в регионах Крайнего Севера необходимо наращивать, снимая административные, технологические и экономические барьеры для реализации соответствующих инвестиционных проектов на основе развития государственно-частного партнерства в этой сфере.

Наличие эффективной локальной инженерной инфраструктуры, которая обеспечит гарантированное электро-, тепло- и водоснабжение потребителей, является необходимым условием для освоения удаленных ИТТ. Существующие бизнес-модели не позволяют обеспечить необходимый экономический эффект для инвестора и региона. Для реализации наиболее сложных инвестиционных проектов локальной энергетики нужны специфические решения. Развитие этой сферы нуждается в системном государственном внимании и механизмах финансовой поддержки на федеральном уровне.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОЛОГИЧНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ В СУБЪЕКТАХ АЗИАТСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

Майсюк Елена Петровна

к.э.н., с.н.с., e-mail: maysyuk@isem.irk.ru

Иванова Ирина Юрьевна

к.э.н., заведующая лабораторией, e-mail: nord@isem.irk.ru

Иванов Роман Андреевич

к.т.н., e-mail: crowndriver@gmail.com

Музычук Роман Игоревич

м.н.с., e-mail: rmuz@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

Важнейшую роль в развитии азиатских территорий России играет энергетическое производство, связанное с генерацией электрической и тепловой энергии. В азиатских регионах страны производится более 25% электрической и 22% тепловой энергии. Производство энергии осуществляется гидроэлектростанциями, тепловыми электростанциями, котельными, возобновляемыми источниками энергии и дизельными электростанциями, в незначительных количествах генерация энергии происходит на атомных электростанциях (АЭС) в арктических территориях. Более половины электрической энергии в азиатских регионах производится на гидроэлектростанциях (ГЭС) – 51,5%, на тепловых электростанциях (ТЭС) – 48,1%, доля производства электроэнергии на возобновляемых энергоисточниках (ВИЭ) незначительна – 0,3%. В производстве тепловой энергии на долю ТЭС приходится 52,5%, на котельные – 41,9%, на теплоутилизирующие установки – 4,9. Особенностью азиатских регионов является преимущественное использование угля для производства энергии (55% от суммарных топливно-энергетических ресурсов), доля природного газа составляет 31%. Высокая доля угля в топливном балансе энергетических объектов определяет экологические проблемы регионов, что подтверждается высокими уровнями выбросов загрязняющих веществ и соответствующими показателями экологичности производства электрической и тепловой энергии.

Для получения оценок экологичности производства энергии проведены расчеты выбросов загрязняющих веществ тепловыми электростанциями и ДЭС в каждом субъекте Азиатской России в зависимости от используемого топлива. Суммарные выбросы оцениваются в 1,88 млн т/год с преимуществом твердых частиц от сжигания угля.

Выполненные исследования показали широкий диапазон изменения показателя экологичности производства электроэнергии топливными энергоисточниками в субъектах Азиатской России: от 4,8 (Томская область) до 25,4-29,9 г/кВт·ч (Республика Тыва, Магаданская область). Учет производства электроэнергии всеми типами электростанций существенно улучшил значения в регионах с высоким уровнем бестопливной генерации (республик Алтай и Хакасия, Иркутской, Магаданской, Амурской областей). Аналогичные показатели экологичности получены для тепловых электростанций и котельных при производстве тепловой энергии. Диапазон изменения экологичности производства тепловой энергии на ТЭС изменяется от 0,3 кг/Гкал (Сахалинская область) до 6,8 (Республика Тыва). Экологичность котельных в разы отличается от ТЭС и оценивается от 1,8 (Омская область) до 39,9 кг/Гкал (Республика Хакасия).

Работа выполнена в рамках проектов государственного задания (№FWEU-2021-0004) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур».

ОСОБЕННОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ВОСТОКЕ РОССИИ

Тверской И.В.

*Не может быть одного подхода при таких гигантских масштабах и расстояниях.
Не может тезис газификации быть преобладающим в стране, раскинувшейся на 11
часовых поясов.*

*На доброй половине нашей территории легче, дешевле и выгоднее подать людям
киловатты, чем трубу тянуть за тысячу километров.*

Ю. К. Шафраник² Глобальный энергетический пояс БРИКС как
фактор создания нового миропорядка // Вестник БРИКС.
Аналитический центр ТАСС. №10, 20 июля 2024 г. С. 28–38.

В апреле 2025 года распоряжением Правительства РФ утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2050 годов [1]. Отраслевой документ стратегического планирования разработан в соответствии с Федеральным законом о стратегическом планировании в Российской Федерации³. Действующий документ по прогнозу социально-экономического развития РФ на период до 2036 года разработанный Минэкономразвития России⁴ на основе данных 2017 и 2018 годов не в полной мере соответствует стратегическим задачам России в части развития отраслей энергетики до 2050 года. Горизонту развития до 2050 года отвечает Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов⁵, положения которой с учетом текущей геостратегической обстановке возможно требуют корректировки. В настоящем докладе рассматриваются особенности планирования развития энергетики Востока страны, развивающие положения работ [2-5].

Цели развития энергетики РФ на рассматриваемый горизонт до 2050 года определены [1], как «достижение качественно нового состояния энергетики, обеспечивающим баланс между:

**доступным и гарантированным обеспечением населения и экономики страны
продукцией и услугами топливно-энергетического комплекса;**

**с наименьшими издержками и эффективной реализацией экспортного потенциала
Российской Федерации;**

**достижением национальных целей в области климатической политики, охраны
окружающей среды, энергосбережения и повышения энергетической эффективности;**

**обеспечением энергетической безопасности, технологического суверенитета и
конкурентоспособности отраслей топливно-энергетического комплекса».**

Перспективы развития энергетики регионов Востока России в Энергетической стратегии определены с учетом «переориентации экспорта российских энергетических ресурсов

² Глобальный энергетический пояс БРИКС как фактор создания нового миропорядка // Вестник БРИКС. Аналитический центр ТАСС. №10, 20 июля 2024 г. С. 28–38.

³ «Отраслевые документы стратегического планирования разрабатываются на период, не превышающий периода, на который разрабатывается прогноз социально-экономического развития РФ на долгосрочный период». Федеральный Закон от 28 июня 2014 года №172-ФЗ, часть 1 статья 19

⁴ статья 24 Федерального закона №172-ФЗ «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на долгосрочный период разрабатывается каждые шесть лет на двенадцать и более лет».

⁵ Утверждена распоряжением Правительства РФ от 29 октября 2021 г. № 3052-р

("разворот на Восток"))», что прослеживается по всему документу, касательно всех отраслей энергетики, и не детализируются коренные проблемы, связанные, в том числе, с территориальными особенностями и сложившимися условиями развития регионов страны.

Отрасли энергетики на востоке России значительно отличаются от условий их функционирования в западной части.

Сформированная в последние годы система нормативно правовых актов, призванная обеспечить технологическую и экономическую целесообразность развития объектов газовой отрасли⁶, перекладывает решение задач федерального уровня по развитию отраслей ТЭК на исполнительную власть субъектов в рамках региональных территорий, что входит в противоречие с принципами комплексного и системного развития ТЭК страны. Схема согласования региональных документов развития систем газоснабжения субъектов РФ согласно федеральным Нормативно Правовым Актам (НПА) приведена на рисунке 1.

Действующая схема не в полной мере учитывает особенности субъектов Востока страны, в том числе и регионов, где планируется строительство экспортных газопроводов. Это может не позволить обеспечить газоснабжение потенциальных объектов прилегающих к газопроводу территорий.

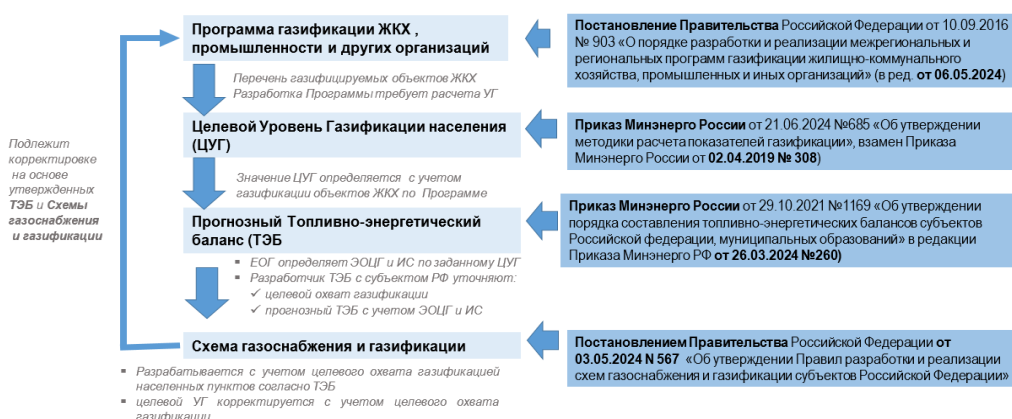


Рисунок 1. Схема согласования документов развития систем газоснабжения

Указанные в схеме НПА ориентируются на рыночную экономику, в основе которой конкуренция хозяйствующих субъектов, без учета особенностей регионов, которая фактически игнорирует социально-экономическое развитие субъектов Востока страны. Бизнес не будет инвестировать в развитие энергетики субъектов, если при этом не будет обеспечен экспорт его продукции и им не будут получены налоговые преференции. Таким образом, энергетика Востока страны развивается, в первую очередь, для внешнего, а не внутреннего рынка, при этом действующая нормативно правовая база не в полной мере обеспечивает решение задач, поставленных Президентом страны⁷.

НПА должны учитывать системные особенности субъектов Востока страны, а не только городов Федерального значения, и регламентировать на федеральном уровне:

разработку долгосрочного стратегического плана социально-экономического развития субъектов Востока страны, с учетом единого ТЭБ Востока на основе методологии системного

⁶ Сформированная в последние годы

⁷ Указ Президента РФ от 07.05.2024 N 309 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года и на перспективу до 2036 года»

анализа. Базой такой методологии должны быть не только финансовые критерии, но в условиях геополитической неопределенности, критерии экономической и энергетической безопасности;

предусмотреть развитие (диверсификацию) на Востоке страны объектов-дублеров, стратегически важных производств, ориентированные на потребности не только Востока страны;

развитие энергетики должно быть предусмотрено в мероприятиях плана для обеспечения перспективной потребности в энергоресурсах, а реализация плана развития энергетики - в рамках единой государственной программы развития Востока страны;

системно сбалансировать объекты ТЭК по расположению новых промышленных центров развития с учетом минеральной сырьевой и местной энергетической баз, потенциальных внутренних рынков, действующей и планируемой к строительству транспортной и энергетической инфраструктуры.

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2050 годов, утверждена распоряжением Правительства РФ от 12.04.2025 №908-р
2. Тверской И.В., Аверьянов В.К. Особенности планирования российской энергетики, Нефтегазовая вертикаль, 2024, №5, С. 44-54
3. Тверской И.В. Пути совершенствования системы управления развитием газоснабжающей отрасли, России Энергетическая политика, №4(195), апрель 2024, С.38-53.
4. Тверской И.В. Перспективы и проблемы развития газоснабжения Прибайкальской территории, Энергетическая политика, №7(198), июль 2024, С.50-59
5. Тверской И.В. Особенности и проблемы развития ТЭК и газоснабжения регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока. Энергетическая политика, №8(199), август 2024, С.26-43

СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НОВЫХ ГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ НА ВОСТОКЕ СТРАНЫ

Проворная Ирина Викторовна

к.э.н., с.н.с., e-mail: provornayaiv@gmail.com

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3*

В последнее десятилетие происходит рост добычи «жирного газа» из нижележащих горизонтов месторождений ЯНАО и в регионах нового хозяйственного освоения (Восточная Сибирь и Дальний Восток), что требует развития газоперерабатывающих мощностей и специальной транспортной инфраструктуры в местах добычи и должно стать обязательным условием развития газовой отрасли в России [1, 2]. В природном газе Восточной Сибири и Дальнего Востока наблюдается высокое содержание гелия. Месторождения сконцентрированными в пределах центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

До недавнего времени единственным заводом по производству гелия в России являлся Оренбургский гелиевый завод. С 2021 г. производство гелия началось также на Амурском ГПЗ, с 2023 г. производство гелия было начато на Ярактинском месторождении (ООО «Иркутская нефтяная компания») [3, 4]. Наблюдается значительный потенциал для создания новых центров производства гелия на территории Восточной Сибири и дальнего Востока.

Одним из главных критериев выбора мест строительства новых мощностей добычи, производства гелия является закономерность распределения скоплений газообразных углеводородов с высоким содержанием гелия.

На основе анализа закономерностей размещения, современного состояния структуры и качества запасов гелия, а также производственной и газотранспортной инфраструктуры, целесообразно выделить три гелиевых центра – Красноярский, Иркутский и Якутский. В каждом из центров можно выделить «якорные» месторождения, которые характеризуются наиболее крупными запасами гелия и высокой концентрацией его в газе (таблица 1).

Таблица 1. Центры производства гелия Восточной Сибири и Дальнего Востока

Центры (локальные центры)		«Якорные» месторождение
Красноярский центр (Богучанский)		Собинское, Ильбокичское, Имбинское, Восточно-Имбинское и Абаканское
		Юрубчено-Тохомское
		Куюмбинское
Иркутский центр	Ковыктинский	Ковыктинское, Чиканское
	Усть-Кутский	Марковское, Ярактинское
Якутский центр	Чаяндынский	Чаяндынское, Верхневелючанское, Тас-Юряхское
	Среднеботуобинский	Среднеботуобинское

При этом развитие гелиевой промышленности оказывает значительное влияние на социально-экономическое развитие региона, на территории которого расположено производство, а также на страну в целом.

В качестве экономических эффектов от строительства заводов по переработке газа с производством гелия можно выделить: рост доходов бюджета, развитие смежных отраслей (медицины, электроники, космической, судостроительной и оборонной промышленности, научных исследований), сокращение зависимости от импорта. К социальным эффектам можно отнести: создание новых рабочих мест, развитие инфраструктуры (дороги, ЖКХ, связь и т.д.).

Развитие новых проектов по производству гелия в России позволит обеспечить внутренний рынок стратегическим ресурсом, оптимизировать разработку газовых месторождений, выйти на мировой рынок, повысить социально-экономические показатели в регионе добычи и производства.

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-78-10156, <https://rscf.ru/project/23-78-10156/>.

Список источников

1. Филимонова И.В. Газопровод «Сила Сибири» – основа формирования нового центра добычи и переработки газа на востоке страны / И. В. Филимонова, И. В. Проворная, В. Ю. Немов, С. И. Шумилова // Газовая промышленность. 2019. № 5 (784). С. 86-95.
2. Конторович А.Э. Газовая промышленность Дальнего Востока: современное состояние и перспективы развития / А. Э. Конторович, Л. В. Эдер, И. В. Филимонова // Газовая промышленность. 2014. № 1 (701). С. 30-35.
3. Новак А. Нефтегаз высоких переделов // Энергетическая политика. 2021. № 10 (164). С. 6-11.
4. Андриянов Н. И. Обзор крупных нереализованных проектов в энергетике / Н. И. Андриянов, М. П. Засько, В. Н. Долгова // Инноватика и экспертиза. 2023. № 2 (36). С. 104-121.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ГОТОВНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЦЕПОЧЕК СОЗДАНИЯ СТОИМОСТИ СЕТЕВОГО ГАЗА ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Карташевич Алексей Андреевич

н.с., e-mail: kartashevichaa@ipgg.sbras.ru

*Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН,
г. Кемерово, Советский проспект, 18*

С момента принятия Восточной газовой программы прошло более 15 лет. Сформированы два крупных центра газодобычи на базе Чаяндинского месторождения в Республике Саха (Якутия) и Ковыктинского месторождения в Иркутской области. Введён в эксплуатацию магистральный газопровод (МГП) «Сила Сибири» и завершается строительство газоперерабатывающего завода и газохимического комплекса в Амурской области. На шельфе Охотского моря ведётся разработка запасов газа месторождений проекта «Сахалин-2», являющихся сырьевой базой завода по производству сжиженного природного газа (СПГ). Обновлены программы газификации населения сетевым газом, сформированы варианты развития автономной газификации с использованием сжиженного углеводородного газа (СУГ), компримированного газа (КПГ) и СПГ.

Вместе с тем, энергетическое хозяйство регионов Дальнего Востока, уровень газификации и газоснабжения населения и промышленных объектов восточных регионов страны находится на достаточно низком уровне [1]. Сетевой газ доступен только в рамках локальных систем газоснабжения на севере Республики Саха (Якутия), небольшие объёмы поступают потребителям в Хабаровском и Приморском краях.

Регионы Дальнего Востока располагают значительной сырьевой базой природного газа, как в виде газа свободного и газовых «шапок», так и газа, растворённого в нефти. Освоение этого газового потенциала сдерживается факторами, отражающими региональную специфику – слабо развитой трубопроводной магистральной и газораспределительной инфраструктурой; слаборазвитой автомобильной и железнодорожной инфраструктурой; высоким содержанием ценных компонентов C_{2+} и гелия в составе газа дальневосточных месторождений, что обуславливает необходимость их извлечения; отсутствием газоперерабатывающей инфраструктуры; низкой плотностью населения и очаговым характером расселения населения [2,3]. В России наблюдается крайне высокая дифференциация в уровне газификации между регионами страны: если центральные регионы России газифицированы на 80-90%, то в Дальневосточном федеральном округе уровень газификации составил в 2024 г. всего 24,9%. Сетевой газ развит только на уровне локальных центров газоснабжения в центральных районах Республики Саха (Якутия) и на пути следования отдельных газопроводов, как например, «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» по Сахалинской области, Хабаровскому и Приморскому краям.

Смена экспортных направлений и объёмов транспортировки природного газа в сторону Дальнего Востока в связи с ростом санкционного давления со стороны европейских стран, являющихся ранее ключевыми потребителями российского газа, закладывает возможности роста поставок газа и формирование новых цепей на внутреннем рынке. Формирование новых цепей поставок связано со строительством новой газотранспортной инфраструктуры (рисунок 1).

При этом важно учитывать специфику региона, так строительство новых газотранспортных систем для обеспечения потребностей внутреннего рынка чаще экономически нецелесообразно, особенно в тех районах и регионах, где отсутствует необходимая инфраструктура для организации поставок газа, из-за чего спрос на газ остается не удовлетворенным или закрывается за счет других более дешевых энергоносителей.

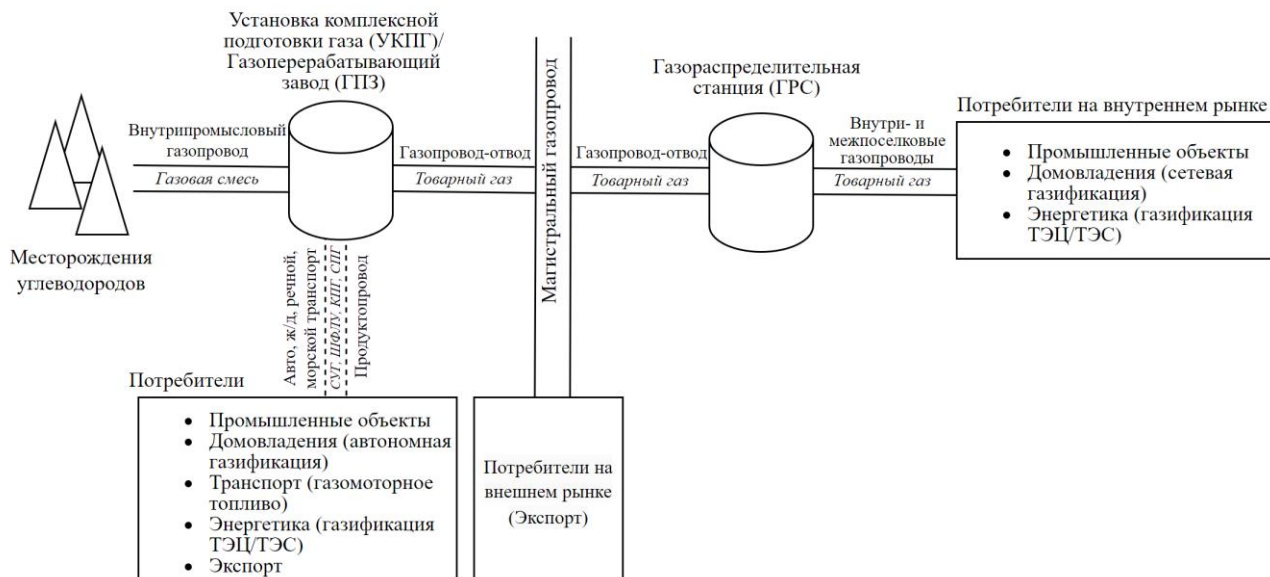


Рис. 1. Принципиальная схема поставок газа

Регионы Дальнего Востока в основном все либо приграничные, либо имеют выход к морям Тихого и Северного-Ледовитого океанов. Одновременно, располагая значительными запасами и ресурсами газа, регионы Дальнего Востока могут быть не только важными транзитными территориями для экспорта, но и стать лидерами по газификации и газоснабжению.

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 25-18-00647, <https://rscf.ru/project/25-18-00647/>.

Список источников

1. Карташевич А. А. Баланс спроса и предложения на природный газ в восточных регионах России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2025. № 2 (193). С. 88-94.
2. Немов В. Ю. Обоснование направлений развития топливного рынка в регионах Сибири и Дальнего Востока / В. Ю. Немов, И. В. Филимонова, И. В. Проворная, А. А. Карташевич // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21. № 6. С. 297-309.
3. Проворная И. В. Проблемы транспортной обеспеченности регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока / И. В. Проворная, И. В. Филимонова, К. Д. Гладких // Проблемы Дальнего Востока. 2024. № 3. С. 129-146.

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Лачков Георгий Георгиевич

Кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: g.lachkov@isem.irk.ru

Филиппов Александр Евгеньевич

Кандидат технических наук, главный специалист, e-mail: a.filippov@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

По запасам свободного газа Иркутская область занимает третье место среди регионов РФ, уступая Ямало-Ненецкому автономному округу и Астраханской области. При этом степень разведанности ресурсов природного газа региона составляет только 17%.

Относительно ощутимая добыча природного газа в регионе началась лишь в последние годы, достигнув к 2024 г. уровня в 13 млрд м³ за счет ввода в промышленную эксплуатацию в декабре 2022 г. уникального Ковыктинского месторождения.

Газ Иркутской области отличается повышенным содержанием ценных компонентов – этана, пропана, бутанов, гелия. Это предопределяет целесообразность развития в регионе газоразделения и газохимии с целью монетизации ценных компонентов.

В Иркутской области к настоящему времени сформировалась основа газовой промышленности, состоящая из газодобывающих, газотранспортных, газораспределительных и газоснабжающих предприятий. В стадии становления находятся газопереработка и газохимия, пока отсутствует производство и использование СПГ.

Несмотря на огромные запасы природного газа, газификация в Иркутской области находится в зачаточном состоянии. Текущий уровень газификации населения природным газом в регионе составляет всего 0,4%, а с учетом использования сжиженного углеводородного газа – 1,04%, при среднем уровне по СФО – 25%, а по РФ – 74%.

Экономически обоснованная цена на природный газ, поставляемый населению и приравненным к нему потребителям, вдвое превышает регулируемую государством цену, что ложится дополнительным бременем на региональный бюджет.

Главными причинами такого положения являются неразвитость газотранспортной системы в регионе и низкая конкурентоспособность газа из-за дешевых местных альтернативных ТЭР (угля и электроэнергии).

Эти факторы снижают окупаемость проектов по газификации населения, коммунально-бытовых и энергетических предприятий, а регламентированная методика составления прогнозных топливно-энергетических балансов регионов, ориентированная на цену природного газа в качестве единственного критерия без учета экологических и социальных факторов, становится серьезным барьером для развития газификации Иркутской области.

Особенности и проблемы газовой отрасли Иркутской области обуславливают следующие основные направления ее развития:

- освоение и вывод на проектную мощность основных месторождений природного газа с целью обеспечения внутренних и экспортных потребностей;
- развитие газотранспортной инфраструктуры для обеспечения вывода ресурсов природного и попутного газа на внутренний и внешние рынки;

- развитие газохимических производств с целью глубокой переработки и монетизации ценных компонентов природного и попутного газа;
- расширение газификации для улучшения социальной и экологической ситуации в регионе;
- реализация СПГ-проектов для автономной газификации удаленных районов и перевода транспорта на использование газомоторного топлива.

Огромные запасы и многокомпонентный состав природного газа, наличие промышленных площадок для развития газохимии, относительная близость к газовым рынкам Северо-Восточной Азии предопределяют важнейшую роль газовой отрасли Иркутской области в восточном векторе энергетической стратегии России. Помимо газоснабжения и газификации Иркутской области эта роль заключается в обеспечении:

- контрактных экспортных трубопроводных поставок природного газа в Китай по Восточному маршруту;
- контрактных экспортных трубопроводных поставок природного газа в Китай по Дальневосточному маршруту;
- растущих потребностей в природном газе регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока;
- сверх контрактных трубопроводных экспортных поставок природного газа в Китай по Восточному маршруту;
- экспортных поставок продукции газопереработки и газохимии в страны СВА.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ПУТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Медников А.С., Тюрина Э.А.

к.т.н., с.н.с., e-mail: mednikov@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, Россия, Иркутск

Иркутская область располагает крупнейшими в Российской Федерации запасами природного газа. Извлекаемые запасы свободного газа составляют 3,64 трлн. куб. м, газового конденсата - 170,9 млн. т. На территории области расположено более десятка нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, включая такие крупные, как Ковыктинское газоконденсатное месторождение и Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение [1, 2]. Среднероссийский уровень газификации по России составляет более 70%, а Иркутской области – около 1%. Основное газоснабжение потребителей Иркутской области в настоящее время обеспечивается углеводородным газом нефтеперерабатывающих предприятий [3, 4].

Использование газа вместо угля позволяет резко повысить энергетическую эффективность установок, производящих электроэнергию и значительно сократить их удельные капиталовложения при новом строительстве, за счёт перехода от паротурбинного к парогазовому циклу, а также существенно уменьшить выбросы вредных веществ, в том числе двуокиси углерода на единицу производимой электроэнергии.

Авторами рассмотрены возможные варианты газоснабжения южных районов Иркутской области с учетом сохранения топливно-энергетического баланса и экспорта энергоносителей.

Предполагаемые варианты газоснабжения южных районов Иркутской области основаны на следующих источниках газа (рис. 1):

- природный газ Ковыктинского газоконденсатного месторождения;
- попутный нефтяной газ Северных нефтяных месторождений Иркутской области.

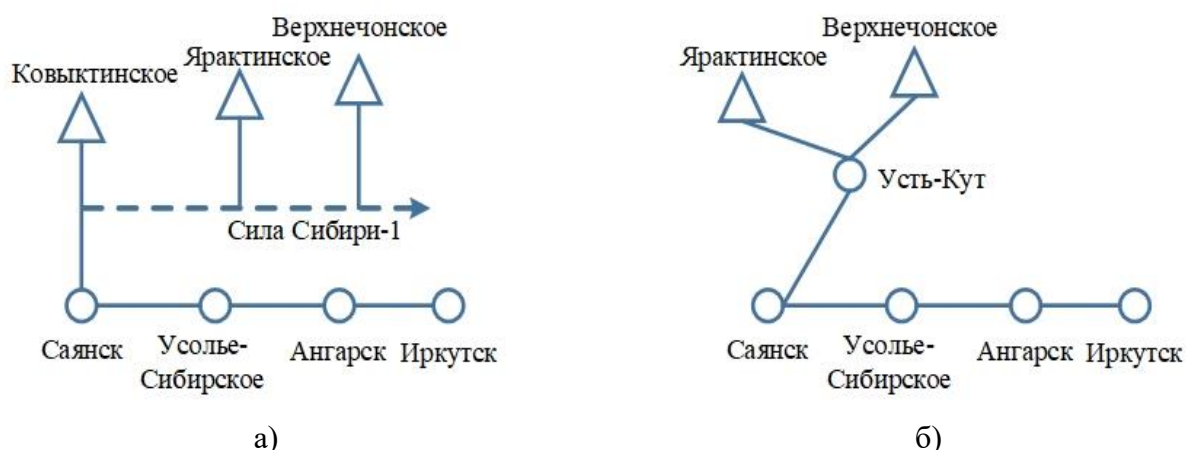


Рис. 1. Расчетная схема газотранспортных систем: а) Ковыктинское месторождение – Иркутск, б) Северные нефтяные месторождения - Саянск – Иркутск.

Предлагаемый вариант газоснабжения потребителей южных районов Иркутской области (Вариант «а») включает строительство магистрального газопровода по маршруту «Ковыктинское месторождение – Жигалово – Саянск – Усолье-Сибирское – Ангарск – Иркутск». Выделение ценных компонентов (углеводороды, гелий) из природного газа будет осуществляться в Саянске.

При оценке экономической эффективности данного варианта следует учесть, что капиталовложения и эксплуатационные издержки газопроводов от Верхнечонского и Ярактинского нефтегазоконденсатных месторождений до магистрального газопровода «Сила Сибири-1», будут покрыты за счёт платы за газ, поступающий в газопровод «Сила Сибири-1».

Следующий вариант газоснабжения потребителей южных районов Иркутской области непосредственно газом от Северных нефтяных месторождений (вариант «б»). Рассматриваемая система подачи газа включает газопровод от Ярактинского месторождения до г. Усть-Кут, по которому поступает газ, образующийся после выделения из попутного нефтяного газа ценных углеводородов (этан, пропан, бутан и др.) и содержащий в основном метан. Этот газ в Усть-Куте поступает на Ленскую ТЭС и котельные. Оставшийся газ из данного газопровода смешивается с непереработанным попутным нефтяным газом, поступающим по второму газопроводу от Верхнечонского месторождения. После смешения газ Северных месторождений направляется по маршруту «Усть-Кут – Саянск – Усолье-Сибирское – Ангарск – Иркутск». Выделение ценных компонентов также предполагается в Саянске.

Вариант «а» обеспечивает конкурентоспособную цену газа. При IRR=8% средняя приведенная цена равна 4946 руб./тыс. м³.

Средние приведенные цены на газ для варианта «б» лежат в диапазоне 7127-9526 руб. /тыс. м³, что выше действующих оптовых цен на газ в любом «газифицированном» субъекте Федерации. Однако следует отметить, что и эти цены обеспечивают большую экономическую эффективность ПГУ на газе по сравнению с паротурбинным угольным энергоблоком на сверхкритические параметры пара, оборудованным эффективными системами серо- и газоочистки.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников.

1. Отчет о деятельности министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области за первый квартал 2025 года.
<https://irkobl.ru/sites/gkh/documents/%D0%9E%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%201%20%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D1%80%D1%82%D0%B0%D0%BB%202025%20%D0%B3%D0%BE%D0%B4%D0%B0.pdf> (дата обращения 03.07.2025)
2. Программа Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019–2024 годы.
3. Гайворонская М.С. Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук «Социально-экономическая оценка условий и перспектив развития газификации домохозяйств России» по специальности 5.2.3., Москва, 2023.
4. В.В. Семикашев, М.С. Гайворонская. Анализ текущего состояния и перспективы газификации России на период до 2030 г. // Проблемы прогнозирования. 2022. No 1(190). – С. 91-100. DOI: 10.47711/0868-6351-190-91-100.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ СПРОСА НА РОССИЙСКИЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ И АЛЬТЕРНАТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ДО 2035 ГГ.

Гайворонская Мария Станиславовна

к. э. н., н. с., e-mail: ms.gayvoronskaya@yandex.ru

Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва, Нахимовский пр-кт, 47

После 2022 г. российская газовая отрасль столкнулась с масштабными структурными изменениями, вызванными внешнеполитическими факторами, логистическими и технологическими ограничениями. Эти изменения затронули как экспортные поставки, так и внутренний рынок, потребовав пересмотра стратегических ориентиров и оценки новых сценариев развития.

Несмотря на крупнейшие в мире запасы природного газа, Россия оказалась в ситуации, когда доступ к традиционным экспортным рынкам существенно ограничен. Объёмы поставок за рубеж сократились с 245 млрд куб. м в 2021 г. до 166 млрд куб. м в 2024 г., а добыча — с 762 до 685 млрд куб. м. Наиболее значительное падение наблюдается в поставках трубопроводного газа в Европу: с 159 млрд куб. м в 2021 г. до 41 млрд куб. м в 2024 г., причём дальнейший рост экспорта в этом направлении маловероятен. При этом наблюдается смещение фокуса на Китай, страны Центральной Азии, Иран и Турцию, где потенциал роста ограничен платёжеспособностью, объёмами потребления и инфраструктурой. Так, доходы российского бюджета от газовой отрасли снизились с 3,9 трлн руб. в 2022 г. до 2,6 трлн руб. в 2024 г. (рис. 1).

Параллельно развивается внутренний рынок: увеличивается газификация регионов, расширяется снабжение коммунально-бытового сектора, растёт потребление в промышленности, особенно в химической и энергетической отраслях. За период 2021-2024 гг. внутреннее потребление выросло более чем на 30 млрд куб. м и превысило 500 млрд куб. м. Это направление становится всё более важным, особенно на фоне снижения экспортной маржинальности.

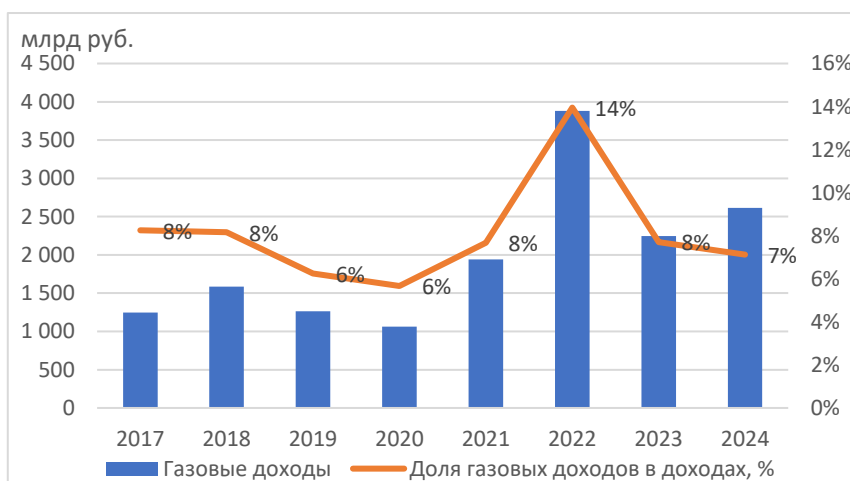


Рис. 1. Газовые доходы бюджета России в 2017-2024 гг.

Сценарный анализ показывает два возможных пути развития до 2030 г. В первом — базовом сценарии — экспорт достигает 206 млрд куб. м, главным образом за счёт выхода на полную мощность «Арктик СПГ-2». Во втором — оптимистичном — экспорт вырастает до 250 млрд куб. м, если будут введены в эксплуатацию крупные СПГ-проекты в Усть-Луге и

Мурманске. Объем поставок сжиженного природного газа (СПГ) при этом возрастет с 47 млрд куб. м в 2024 г. до 111 млрд куб. м к 2030 г.

Финансовые оценки также различаются. В базовом сценарии с низкими ценами и физическими объемами общая выручка газовой отрасли сократится до 7,3 трлн руб., при этом доля экспортных поступлений снизится до 47%. В оптимистичном — выручка может вырасти до 11,4 трлн руб., причём основной вклад обеспечит СПГ благодаря высокому уровню мировых цен. Однако и здесь сохраняются серьёзные риски: перепроизводство на глобальном рынке, усиление конкуренции со стороны США и Катар, а также санкционные и логистические ограничения.

Таким образом, снижение доходности на внешнем рынке может потребовать либо роста внутренних цен на газ, либо перераспределения налоговой нагрузки в пользу ослабления давления на отрасль. Проблемы диверсификации экспортных потоков, технологической зависимости и рисков транспортной инфраструктуры (включая потенциальную уязвимость экспортных трубопроводов) могут потребовать стратегические изменения. В новых условиях отрасли предстоит переосмыслить свою роль в экономике России, укрепить внутренние рыночные позиции и адаптировать экспортную модель под реалии многополярного энергорынка.

Список источников.

1. Терентьева А.С. Перспективы энергоснабжения регионов России в условиях реализации климатической политики и энергоперехода / Терентьева А.С., Гайворонская М.С. // Экономические и социальные проблемы России. 2025. №. 1 (61). С. 65-80.
2. Гайворонская М.С. Проблема финансового обеспечения инвестиционной деятельности российской газовой отрасли на период до 2030 года / Гайворонская М.С., Лебедской-Тамбиев А.М. // Научные труды. Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. 2024. № 4. С. 164-180. DOI: 10.47711/2076-3182-2024-4-164-180.

ПРОБЛЕМА ЭКСПОРТА УГЛЯ ИЗ РОССИИ

Семикашев Валерий Валерьевич

к. э. н., заведующий лабораторией, e-mail: vv_semikashhev@mail.ru

Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва

Вопрос организации экспорта угля из России и, в частности, формирование цены/тарифа на перевозки по железным дорогам (ЖД) до экспортных портовых терминалов или ЖД погранпереходов является ярким примером научной проблемы. Особенно эта проблема обострилась в условиях низких цен на уголь на мировом рынке (со второй половины 2023 г. и до настоящего времени).

Перевозки угля оплачиваются по минимальному тарифу (первый класс грузов). При свободных мощностях компании РЖД может быть выгодно наращивание этих поставок. Здесь играет роль инфраструктурный эффект – если содержание ЖД полотна надо оплачивать, то увеличение его загрузки выгодно. Если есть альтернативные грузы, особенно с более высокими тарифами, а пропускная способность ЖД ограничена то РЖД выгоднее замещать уголь другими грузами. При этом РЖД объясняет, что перевозки угля убыточны (пока оставим тезис в стороне), излишне перегружают ЖД инфраструктуру и создают ряд проблем – от экономических, до организационных и экологических.

В условиях высоких мировых цен на уголь и/или слабого курса рубля (так как все затраты номинированы в рублях, то слабый курс делает поставки на экспорт более рентабельными) экспорт эффективен. А в условиях снижения цен или укрепления рубля, нет.

Собственно такое противоречие во взглядах на процесс транспортировки углей по ЖД можно отнести к проблеме. В настоящее время в экспертной среде этот вопрос рассматривается с точки зрения игры с нулевой суммой. В докладе предлагается посмотреть иначе и сформировать подход к разрешению противоречия, учитывая специфику вопроса и экономику рассматриваемых отраслей.

Методически решить эту проблему возможно разбив на задачи (см. рис. 1.), в том числе:

- оценки вклада в российскую экономику и сопоставления его с возможными субсидиями;
- сбалансированного развития угольной отрасли в целом и окупаемости инвестиций в угольной промышленности, в том числе вопросы ее технологического совершенствования и повышения экономической эффективности, а также вопросы компенсации негативных эффектов от добычи и транспорта угля;
- организации логистики экспортных потоков;
- оценки вклада в экономику и бюджеты регионов и муниципалитетов, связанных с угледобычей;
- оценки конкурентоспособности и ниш для российского угля на мировом рынке.

Вышеназванные задачи могут быть решены и решаются в рамках текущей политики.

В кризисных ситуациях экономика поставок теряет рентабельность и наименее конкурентоспособные производители или имеющие большое транспортное плечо уходят в убытки. В результате падает загрузка на сети РЖД. Угольные компании просят скидок, что не устраивает РЖД в ситуации падения загрузки и снижения валовой выручки. При этом доля угля в погрузке может составлять до ~40% (ситуация второй половины 2010-ых гг.; в настоящее время ниже – ближе к 30%) и снижение погрузки на 5-10% может переключать функционирование РЖД с прибыльного на убыточное.

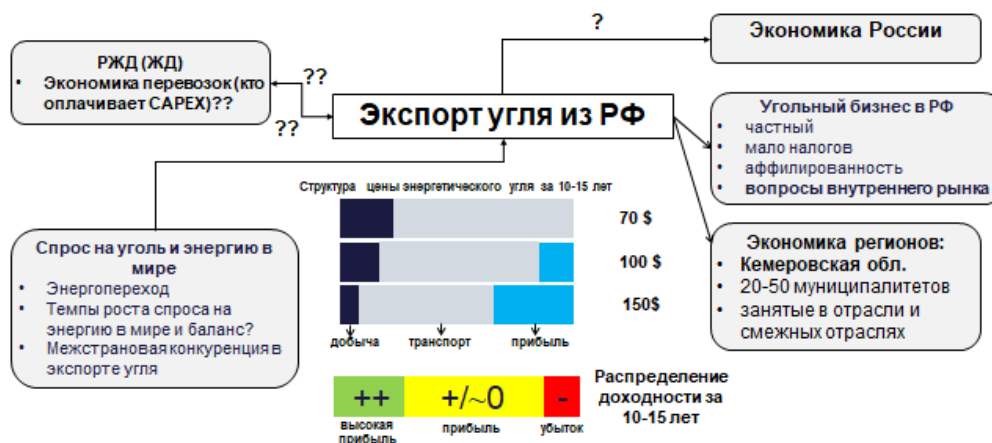


Рис. 1. Схема взаимодействий и противоречий при анализе экономики экспорта угля из России

В ситуации снижения цен или укрепления курса рубля, а тем более совместного воздействия этих двух факторов, что произошло в 2025 г. развился очередной виток дискуссии о тарифах и целесообразности загрузки ЖД углем.

У РЖД и в целом в научной литературе нет всеми принятых подходов к оценке и разнесению затрат по содержанию инфраструктуры по грузоотправителям разным типам грузов. Есть классы грузов с разным уровнем тарифов, преysкурant 10.01, его регулярная индексация, но он был составлен давно и не отображает экономическую сущность работы ни РЖД, ни грузоотправителей.

В качестве подхода к разрешению описанного противоречия предлагается следующий – рассмотрение экономики экспортных поставок в рамках 10-15-летних циклов изменения цен на уголь (см. оценки автора в нижней части на рис. 1). В целом выручка за уголь за такой период позволяет эффективно функционирования с точки зрения экономики отрасли, формирует прибыль, позволяет окупать инвестиции в добычу и использование инфраструктурой. При этом формируется и налоговые платежи в федеральный и региональные бюджеты, а также поток доходов для муниципалитетов (через зарплату и задействование местных подрядчиков).

Предлагается налогообложение и оплату транспортных издержек сделать пропорциональными мировым ценам на уголь. Для этого необходимо организовать совместную работу РЖД и угледобывающих компаний по выстраиванию системы взаимодействия.

Предложенный подход является гипотезой. В рамках доклада он будет дополнительно проработан, и будут представлены оценки такого взаимодействия на различных моделях.

ВЛИЯНИЕ ПОЛИТИКИ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ЭКОНОМИКИ НА РАЗВИТИЕ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ АЗИАТСКИХ РЕГИОНОВ РОССИИ

Такайшвили Людмила Николаевна

К. т.н., ст.н.с., 0000-0003-1269-898X, luci@isem.irk.ru

Шакиров Владислав Альбертович

К. т.н., ст.н.с., 0000-0001-8629-9549, shakirov@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия

В рамках рамочной конвенции ООН об изменении климата 12 декабря 2015 года было принято Парижское соглашение [1], направленное на борьбу с изменением климата. Более 50% стран, принявших участие в конвенции, ратифицировали данное соглашение. Россия присоединилась к соглашению в 2021 году. Позднее были разработаны и приняты еще ряд документов. Отказ от угля как топлива является только одним из возможных способов сокращения выбросов CO₂, а по влиянию на экономику, энергобезопасность и социальные аспекты в регионах, ориентированных на добычу угля наиболее жестким и существенным, ведущим к негативным структурным изменениям в угольных регионах [2]. Не смотря на провозглашенные цели по декарбонизации экономик и принятые обязательства спрос на уголь на мировом уровне имеет пока тенденцию к росту. В России разработаны и приняты документы (программы) по декарбонизации экономики, в которых предусмотрены проекты перевода на газ угольных электростанций и проекты ввода возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и другие мероприятия.

Угольная промышленность России и угольная энергетика сосредоточены преимущественно в азиатских регионах России (Западная Сибирь и Дальний Восток). Развитие угольной промышленности азиатских регионов определяются двумя направлениям поставок: на внутренний рынок (объекты энергетики, коксохимические заводы, прочие потребители) и на международный рынок. Доля энергетических углей в 2023 году в поставках на внутренний рынок составила 75% от объемов поставок, а на международный - 85% [3].

Авторами рассмотрены альтернативы угольной энергетике, перспективы их реализации, а также возможные направления сокращения выбросов CO₂. В качестве конкурентов угольной генерации можно рассматривать газовые ТЭЦ, ГЭС, АЭС ВЭС и СЭС.

Перспективы декарбонизации за счет сокращения потребления угля азиатских регионов России связывают с несколькими факторами: ввод в эксплуатацию газовых ТЭЦ, перевод на газ угольных; ввод в эксплуатацию возобновляемых источников энергии: МиниГЭС; СЭС; ВЭС; разработка месторождений газа в азиатских региона для внутреннего потребления. Из возобновляемых источников энергии ГЭС являются наиболее значимыми ресурсами выработки электроэнергии, но снабжение населения теплоэнергией возможно только за счет тепловых электростанций, использующих определенное топливо, преимущественно уголь или газ. Климатические условия диктуют необходимость стабильного снабжения электро- и теплоэнергией потребителей региона. Перечень планируемых к строительству и вводу в эксплуатацию атомных электростанций на 2025 - 2030 годы в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года включает несколько проектов в азиатских регионах России, возможность реализации которых предусмотрена за пределами 2030 г. Проекты в той или иной мере требуют доработки.

Доля ВИЭ (СЭС, ВЭС, МиниГЭС) в общем объеме потребления электроэнергии в России (за период 1.01.2024-01.12.2024) составила 1,21% при доле в совокупной установленной мощности в энергосистеме -2,56%. В перспективе доля ВИЭ может возрасти только за счет европейских регионов России. В азиатских регионах ресурсы ВИЭ ограничены.

Сдерживающим фактором для перевода на газ угольных электростанций азиатских регионов служит импортозависимость газовой энергетики и ограниченность ресурсов газа в азиатских регионах. Для ввода новых энергоблоков на газе или перевода угольных электростанций на газ необходимы: доступность и приемлемая цена на газ; наличие оборудования для газовых электростанций, как основного, так и для проведения ремонтных и профилактических работ. Использование газа для энергообеспечения эффективно только в регионах, где цена на газ значительно ниже цены угля. Цены на газ в разных регионах России отличаются значительно и постоянно растут. В большинстве субъектов федерации азиатских регионов магистральный газопровод отсутствует, что влияет, соответственно на цену на газ. Для них предпочтительной является угольная энергетика по экономическим показателям, а не газовая. Использование ВИЭ в настоящее время актуально только в северных и арктических районах азиатской России, относящихся к изолированным и труднодоступным территориям, но они не могут полностью заменить электростанции и котельные на угле и дизтопливе.

Возможные направления сокращения выбросов угольными электростанциями: применение передовых технологий сжигания; улучшение качества угля за счет использования эффективных способов переработки угля (снижение содержания серы, золы и влажности); создание угольных кластеров, ориентированных на комплексное использование угля.

Уголь азиатских регионов был в ретроспективе и останется в перспективе основным топливом для электростанций, в основном, азиатских регионов России. Использование углей азиатских регионов для нужд энергетики способствует устойчивости энергетического сектора региона к внешним и внутренним экономическим, техногенным и природным угрозам; надежному топливо- и энергообеспечению; способности энергетического сектора минимизировать ущерб, вызванный проявлением различных дестабилизирующих факторов, таких как геополитическая ситуация, эпидемия ковида и т.п.

Угольная промышленность азиатских регионов имеет возможности для стабильного снабжения углем как внутренних потребителей, так и для поставок на экспорт. Требуется развитие научной и технической базы для выхода на прогрессивные технологии потребления угля, позволяющие снизить негативные последствия сжигания угля.

Благодарности: Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004).

Список источников.

1. PARIS AGREEMENT / UNITED NATIONS, 2015 URL: https://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf (дата обращения 16.11.2023)
2. Jamie Wong, Frauke Röser, Victor Maxwell Coal phase-out and just transitions Lessons learned from Europe / NewClimate Institute, Climate Analytics, GIZ https://newclimate.org/sites/default/files/2022-11/coal_phase_out_paper_nov_2022.pdf
3. Мешков Г.Б., Петренко И.Е., Губанов Д.А. Итоги работы угольной промышленности России за 2023 год // Уголь. 2024; (3): 18-29. DOI: 10.18796/0041-5790-2024-3-18-29.

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Павлов Никита Владимирович

и.о. зав. отделом, e-mail: pavlov_nv@iptpn.ysn.ru

Прохоров Дмитрий Валерьевич

к.т.н., с.н.с., e-mail: prokhorov_iptpn@mail.ru

Лепов Валерий Валерьевич

д.т.н., г.н.с., e-mail: lepov@iptpn.ysn.ru

Лукин Евгений Саввич⁴

к.т.н., врио. директора, e-mail: lukines@iptpn.ysn.ru

*ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» Институт физико-технических проблем Севера
им. В.П. Ларионова СО РАН, г. Якутск*

Анализ топливно-энергетического баланса Республики Саха (Якутия) показал, что в настоящее время сложились особенности энерго- и топливоснабжения потребителей, которые предопределены суровым климатом территорий, требованиями надежности и уровня резервирования, сезонным характером завоза топлива и товаров народного потребления, короткими сроками навигации, сложной транспортной схемой, включающей несколько видов перевалок с одного вида транспорта на другой; длительным сроком доставки (нередко до 2,5 лет), приводящих к увеличению тарифов на электро-, теплоэнергию; с неравномерностью потребления электро-, теплоэнергии, нехваткой инвестиций генерирующих компаний на модернизацию оборудования, высокими потерями в электро-, теплосетях и др., высокими затратами региональных бюджетов на обеспечение возникающей при этом межтарифной разницы наряду с этим в последний период происходит неоднородный рост добычи угля, газа и нефти. Изучение динамики энергоёмкости валового регионального продукта выявило её устойчивую зависимость от инфраструктурных вложений и климатических факторов. Повышение эффективности использования топлива и энергии – один из главных приоритетов стратегии развития экономики и энергетики республики [1,2].

Принятие стратегических решений в области энергетики на уровне региона или страны, связанных с внедрением передовых технологий, модернизацией существующей и созданием новой энергетической инфраструктуры, при этом обеспечивая импортозамещение с учётом ограниченных возможностей интеграции, в настоящее время является крайне актуальной, но и достаточно сложной задачей. Прогнозирование и реализация найденных оптимальных способов преобразования существующей технологической и организационной структуры энергосистем должно производиться с учетом технических, экономических, экологических и социальных критериев эффективности.

Кроме того, решения, принимаемые в области развития, повышения надёжности и безопасности энергетических систем, имеют комплексный характер и характеризуются высокой степенью сложности, учитывают множество критериев выбора, а также подвержены

неопределенности и зависят от множества внешних факторов. В частности, требуется целостное понимание не только потенциала технологий генерации и распределения энергии и энергоресурсов, но и современного состояния инфраструктуры, экономики организаций коммунального комплекса, функционирующих в условиях Арктики и Субарктики.

Особую важность приобретают обеспечение эффективности потребления, повышение энергоэффективности транспорта и доли использования экологически чистых видов топлива, гибридных транспортных средств, материалов и технологий. В настоящий момент отсутствует адекватная и полная оценка потенциала энергосбережения республики и глубокий анализ наилучших путей быстрого повышения энергоэффективности, что приводит к внушительным и ежегодно растущим бюджетным затратам на энергоснабжение, и вынужденному принятию краткосрочных точечных мер. В частности, в Якутии активно реализуется План мероприятий по сдерживанию роста субсидий организациям коммунального комплекса до 2030 года.

В то же время в институтах ЯНЦ СО РАН создаются и исследуются новые гибридные материалы, включая металлические, композиционные, эластомерные композиты, ведётся разработка новых методов повышения надежности и ресурса северной техники [3]. В области материаловедения исследованы механизмы хрупкого и усталостного разрушения сталей и композитов при воздействии неблагоприятных факторов, в частности, низких температур и коррозионных сред. С применением разработанного системно-структурного подхода ведётся математическое и численное моделирование процессов накопления повреждений в элементах конструкций с целью оценки и прогноза их длительной прочности, а также повышения надежности и ресурса изделий из них, в том числе эксплуатирующихся в экстремальных условиях Севера и Арктики, на основе фундаментальных знаний о структуре и механизмах накопления повреждений на различных масштабных уровнях [4,5]. Применение многомасштабного и многоуровневого структурного и численного моделирования позволит прогнозировать накопление микроповреждений и своевременно выявлять зоны вероятных отказов в элементах трубопроводов, опор ЛЭП и котельного оборудования [3,4].

Благодарности. Работа выполнена в рамках проектов государственного задания (проекты FWRS-2024-0031 и FWRS-2024-0035) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг., с использованием оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН.

Список источников

1. Иванова А.Е., Павлов Н.В., Петрова Т.Н. Эффективность использования топливно-энергетических ресурсов в Республике Саха (Якутия) // Региональная экономика: теория и практика. 2017. Т. 15. № 11 (446). С. 2123-2137
2. Zakharov V., Prokhorov D., Pavlov N. Russian arctic region energy balance (Republic of Sakha (Yakutia)). E3S Web of Conferences. 2019. С. 02005. DOI: 10.1051/e3sconf/201911402005
3. Lepov V.V., Petrov N.A., Prokhorov D.V., Pavlov N.V., Zakharov V.E. Concept of integrity, reliability and safety of energy and transport systems for cold climate regions. E3S Web of Conferences. Сер. "ENERGY-21 - Sustainable Development and Smart Management" 2020. С. 05009. DOI: 10.1051/e3sconf/202020905009
4. Lepov V.V., Petrov N.A., Pavlov N.V. System analysis of the modern materials and technologies in power engineering and industry for the Russian North and Arctic. AIP

conference proceedings. Rudenko international conference “Methodological problems in reliability study of large energy systems” (RSES 2021). V 2552. 2023. DOI: 10.1063/5.0112831

5. Лепов В.В., Соколова М.Д., Лукин Е.С., Голиков Н.И., Павлов Н.В. Применение новых материалов и технологий для эффективного освоения Севера и Арктики // сборник трудов XI Евразийского симпозиума по проблемам прочности и ресурса в условиях климатически низких температур, посвященного 85-летию со дня рождения академика В.П. Ларионова. 2023. с.341-346

ИССЛЕДОВАНИЕ ПУТЕЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СОРТОВЫМ УГЛЕМ ВНУТРЕННИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЯКУТИИ

Захаров Василий Егорович

Научный сотрудник, e-mail: vasss@mail.ru

Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, г. Якутск

Уголь для нужд жилищно-коммунального хозяйства Республики Саха (Якутия), за исключением Алданского и Нерюнгринского районов, где сосредоточена мощная угольная промышленность поставляющая уголь на внешние рынки, добывается семью разрезами малой мощности. Поставка углей идет в рядовом виде (фракция 0-300 мм.). Годовой объем добычи на малых разрезах около 1 млн. т. На сегодняшний день, низкое качество угля стало основным препятствием внедрения эффективных технологий сжигания угля и автоматизации котельных, что приводит к огромным финансовым затратам и негативным экологическим последствиям [1].

Есть две пути решения данной задачи: организация сортировки угля для внутренних нужд или завоз сортового угля из крупных центров угледобычи.

В работе приводится предварительный анализ каждого варианта, с позиций реализуемости в краткосрочной и среднесрочной перспективе, а также обеспечения энергетической безопасности. Отражены основные неопределенности и предварительные оценки конечной стоимости сортового угля.

Работа выполнена в рамках проекта FWRS-2024-0031 Комплексные исследования приоритетов развития энергетики Республики Саха (Якутия) с учётом влияния на окружающую среду и разработка способов, методов повышения энергетической эффективности и надежности локальных электроэнергетических систем труднодоступных, изолированных территорий Севера и Арктики.

Список источников.

1. Захаров В.Е., Петрова Т.Н. Анализ бюджетных затрат на субсидирование энергоснабжения в Республике Саха (Якутия) в 2011 – 2021 годах. EURASTRENCOLD-2023 [Электронный ресурс]: сборник трудов XI Евразийского симпозиума по проблемам прочности и ресурса в условиях климатически низких температур, посвященного 85-летию со дня рождения академика В.П. Ларионова (11–15 сентября 2023 г., г. Якутск). – Электрон. текст. дан. (31,1 Мб). – Киров: Изд-во МЦИТО, 2023. С. 237-240.

ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОЗДУШНУЮ СРЕДУ, ОКАЗЫВАЕМОГО ПРИ ОСВОЕНИИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮЖНОЙ ЯКУТИИ, С ПРИМЕНЕНИЕМ ДАННЫХ ДЗЗ СПЕКТРОМЕТРА TROPOMI

Пинигин Дмитрий Дмитриевич

научный сотрудник, e-mail: pinigind@mail.ru

Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, г. Якутск

Загрязнение воздушной среды вблизи крупных угольных предприятий на территории Южной Якутии считается потенциальной причиной техногенного преобразования природных ландшафтов [2.1, 2.2]. Однако при оценке данного вида загрязнения требуется наличие сети экологического мониторинга с нормированием показателей качества приземного воздуха, полноценное функционирование которой очень усложняется удаленностью и труднодоступностью осваиваемых месторождений угля данного региона. К таковым можно отнести Эльгинское и Сыллахское месторождения каменного угля.

В связи с этим космоснимки спектрометра TROPOMI (TROPOspheric Monitoring Instrument), выведенного на космическом аппарате Sentinel-5p в 2017 г. [2.3] оказались на данный момент определенным подспорьем в получении исходных данных по загрязнению атмосферы в мелком масштабе. Особенно ценной характеристикой данного спектрометра является определение содержания диоксида азота (NO_2) в атмосферном столбе в весенний период в целях дешифрирования антропогенного газового облака [2.4].

При анализе исходных космоснимков количество пригодных для дешифрирования газового пятна диоксида азота среди них составило следующие цифры (Табл. 1).

Таблица 1. Количество космических снимков содержания NO_2 в атмосфере.

Год	Нерюнгринский промузел	Эльгинский УК	Сыллахский УК
2018	9	-	-
2019	10	-	-
2020	10	-	-
2021	9	10	-
2022	6	16	-
2023	2	29	-
2024	8	41	4

Отсутствие снимков дешифрируемого газового облака Эльгинского и Сыллахского угольных комплексов ряда лет объясняется сравнительно меньшими масштабами техногенного воздействия на Эльгинском месторождении до 2021 г. и началом добычи угля на Сыллахском месторождении с сентября 2022 г., а также отсутствием на их территории крупных ТЭС или ТЭЦ.

Максимальные площади дешифрированных газовых облаков, рассеиваемых движением воздушных масс, составили для Нерюнгринского промузла – $0,3 \div 14,8$ тыс. км², $1,0 \div 9,0$ тыс. км² для Эльгинского УК и $0,7 \div 0,9$ тыс. км² для Сыллахского УК (Рис. 1)



Рис. 1. Дешифрированные газовые облака групп источников Нерюнгринского района.

В ходе анализа полученных данных выявлено увеличение площадей газовых облаков NO_2 Нерюнгринского и Эльгинского угольных кластеров в весенний период 2021-2024 гг., а также увеличение максимальных концентраций данного загрязнителя вблизи Эльгинского угольного комплекса.

Особый интерес вследствие близости ООПТ и озер Большое Токо и Малое Токо представляет пространственно-географическое расположение газового облака NO_2 с последующим оседанием загрязнителя на снежный покров ближайших ландшафтов. Так, за весенний сезон рассматриваемых лет доля дней, когда облако диоксида азота частично или полностью дешифрируется над акваторией оз. Бол. Токо растет из года в год

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания FWRS-2024-0031 «Комплексные исследования приоритетов развития энергетики Республики Саха (Якутия) с учетом влияния на окружающую среду и разработка способов, методов повышения энергетической эффективности и надежности локальных энергетических систем в труднодоступных изолированных территориях Севера и Арктики».

Список источников

1. Егоренков Л.И. Геоэкология: учеб. пособие для студентов, обучающихся по экол. специальностям / Л.И. Егоренков, Б.И. Кочуров. – М.: Финансы и статистика, 2005. – 316 с.
2. Макаров В.Н. Охрана природы. Геохимия техногенеза Севера: учебное пособие. – Якутск: Ин-т мерзлотоведения СО РАН, 1994. – 68 с.
3. The TROPospheric Monitoring Instrument (TROPOMI). – URL: <https://www.tropomi.eu/> (дата обращения: 14.05.2025).
4. Исследование загрязнения атмосферы по космическим снимкам Sentinel-5P. – URL: [https://innoter.com/articles/issledovanie-zagryazneniya-atmosfery-po-kosmicheskim-snimkam-sentinel-5p/#:~:text=Sentinel-5%20Precursor%20\(Sentinel-5P\)%20—%20космический, основных%20загрязнителей%20и%20парниковых%20газов](https://innoter.com/articles/issledovanie-zagryazneniya-atmosfery-po-kosmicheskim-snimkam-sentinel-5p/#:~:text=Sentinel-5%20Precursor%20(Sentinel-5P)%20—%20космический, основных%20загрязнителей%20и%20парниковых%20газов) (дата обращения: 14.05.2025)

**Секция 5. Надежность топливо- и энергоснабжения потребителей,
энергетическая безопасность**

**РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ**

Смирнова Елена Михайловна

М.н.с.,

Сендеров Сергей Михайлович,

*Д.т.н., Зам. директора института
ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия*

Аннотация

В статье представлены основные подходы и результаты оценки уровня энергетической безопасности отдельных регионов РФ. Для этого был использован, разработанный ранее, подход к формированию нормализованных значений индикаторов. Впервые при оценках были использованы результаты анализа уязвимости систем топливоснабжения регионов, потребляющих природный газ в условиях прекращения работы особо значимых объектов газовой отрасли. На основании результатов исследований и информации о доле газа в структуре топливно-энергетических балансов регионов сформирован ранжированный по степени уязвимости систем топливоснабжения перечень регионов РФ наиболее подверженных угрозе дефицита в поставках первичных ТЭР в анализируемых условиях. Проведена оценка уровня энергетической безопасности регионов России на основе использования ранее разработанного аппарата мониторинга и индикативного анализа ЭБ. Оценка проведена с учетом скорректированного перечня важнейших индикаторов ЭБ регионального уровня, с использованием индикатора «Уровень уязвимости системы топливоснабжения региона в условиях нештатных ситуаций в системе подачи доминирующего первичного ТЭР».

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ПОИСКА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОБЪЕКТОВ И ФОРМИРОВАНИЯ МЕР ПО СНИЖЕНИЮ ИХ ЗНАЧИМОСТИ ПРИ ПЕРСПЕКТИВНОМ РАЗВИТИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Воробьев С.В.,

К.т.н., с.н.с.,

Сендеров С.М.,

Д.т.н., Зам. директора института

Еделев А.В.

К.т.н., с.н.с.

ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия

Аннотация

Современное состояние газовой отрасли характеризуется с одной стороны значительным снижением трубопроводного экспорта газа в европейском направлении, с другой изменением структуры поставок газа в сеть и потреблением газа внутри страны. В статье представлены результаты расчетов, в которых авторы анализируют как изменение структуры потребления газа повлияло на найденные ранее критически важные объекты газовой отрасли. Показана необходимость обоснования развития газотранспортной сети с созданием дополнительных газотранспортных мощностей вне дуг существующей конфигурации сети. Авторами статьи предложен инструментарий для решения этой задачи, включающий в себя математическую модель, базы данных, расчетный модуль, графический модуль. Представлены результаты ряда исследований на агрегированной расчетной схеме газотранспортной сети России, обосновывающие работоспособность предложенного подхода.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АВТОНОМНЫХ ИЗОЛИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ – ТЕХНОЛОГИИ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ НАДЕЖНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ТРУДНОДОСТУПНЫХ РЕГИОНОВ

Лосев Остап Геннадьевич

Кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: neya-neon@yandex.ru

Григорьев Александр Сергеевич

Кандидат технических наук, начальник отдела, grigoriev_as@nrcki.ru

Тутнов Игорь Александрович

Доктор технических наук, начальник лаборатории, tutnov_ia@nrcki.ru

Григорьев Сергей Александрович

*Доктор технических наук, заместитель начальника отдела, grigoriev_sa@nrcki.ru
НИЦ «Курчатовский институт», 123182 Россия, Москва, пл. Академика Курчатова, д. 1*

Представлены концептуальные подходы обеспечения системной надежности и устойчивого энергоснабжения автономных территорий на всех этапах жизненного цикла объектов регионального топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и основные принципы, которые являются методологической основой управления надежностью объектов генерации энергии локальных энергосистем путем организации процессного подхода к их созданию, эксплуатации, техническому обслуживанию. В докладе обсуждаются пути решения жизненно важных задач системной надежности энергоснабжения автономных территорий на фундаменте международных стандартов ИСО 2000:9000 и рекомендаций по функциональной безопасности МЭК (International Electrotechnical Commission).

Доктрина энергетической безопасности РФ (Указ Президента РФ от 13 мая 2019 г. № 216), а также пакет актуальных Федеральных Законов РФ в области культуры безопасности и лицензирования деятельности опасных производств определяет главный принцип для требований к системной надежности сложных электротехнических систем в целом. Этот принцип состоит в том, что в любой момент эксплуатации объекта ТЭК количественные показатели риска жизнедеятельности человека не должны превышать приемлемую социальную величину установленных индикаторов энергетической безопасности региона.

С другой стороны, для извлечения наибольшей выгоды от эксплуатации локальной энергетической сети важен и следующий, второй принцип, а именно: «Максимально долгая эксплуатация и полное коммерческое использование ресурсных и служебных свойств оборудования, систем и энергетической сети в целом». Реализация этого принципа предполагает переход от устаревающей концепции планового строительства, назначенного регулирования периодов диагностического и технического обслуживания, ремонтов автономной энергетической системы и сети, замен технологического оборудования, линейных участков сети, систем безопасности и иных конструктивных компонентов и сооружений для доставки топлива и энергии конечному потребителю к современной гибкой ресурсосберегающей концепции

надежности, безаварийности и в целом культуры безопасности сложных динамических производственных систем.

Суть этой концепции - проектирование, создание, эксплуатация, включая планирование периодов и объема технического обслуживания, прекращение эксплуатации и замена любых компонентов энергосистемы только с учетом их реального фактического технического состояния и прогнозируемой потребности в энергоресурсах конечного потребителя, с учетом прогнозов развития перспективных региональных схем энергоснабжения и топливно-энергетического баланса региона. При этом во внимание принимаются все имеющие место обоснования гарантий надежности, безопасности, экологической приемлемости и экономической целесообразности при дальнейшей эксплуатации локальных энергетических систем, включая их электросети и газо- и нефтегазопроводы, и далее – потенциальные риски для их энергетической безопасности.

Отсюда возникает задача построения системы управления надежностью и отказоустойчивостью локальной энергетической системы. Главная цель решения этой задачи – оптимизация затрат на проектирование, строительство, эксплуатацию (включая техническое и диагностическое обслуживание) на базе основных стратегий эксплуатации: до выработки планового ресурса (срока службы); до отказа; до предотказного состояния, а также полное соблюдение международных и национальных правил функциональной безопасности и экологической приемлемости.

С учетом мировых тенденций развития системной надежности в энергетике в НИЦ «Курчатовский институт» решение этой комплексной задачи осуществляется на основе постоянно совершенствуемой Системы управления качеством (СУК) технических решений, важных для всего жизненного цикла автономных распределенных энергетических систем. Этот цикл начинается с этапа разработки генеральных схем обеспечения топливно-энергетическими ресурсами, нефте- и газоснабжения регионов Российской Федерации и заканчивается конкретными техническими решениями по электро- и теплоснабжению с обоснованными безопасными сроками службы компонентов и сооружений локальных энергосистем.

Технической основой решения указанной выше комплексной задачи в аспекте новых технологий и перспективных возможностей надежного энергоснабжения труднодоступных регионов являются разрабатываемые в НИЦ «Курчатовский институт» инновационные проектные энергетические комплексы, интегрированные в отказоустойчивые распределенные энергосети и использующие малые атомные энергоустановки, возобновляемые источники энергии (ВИЭ), синергию традиционных (с электромеханическими генераторами) и альтернативных низкоуглеродных технологий с топливными электрохимическими элементами на природном и других углеводородных газах, адаптированные к экстремальным климатическим условиям и полярной ночи.

Заключительная часть представляемого доклада демонстрирует характерные примеры разрабатываемых инновационных технологий НИЦ «Курчатовский институт» для энергообеспечения автономных удаленных территорий Арктической зоны и Дальнего Востока РФ.

Разработки выполняются в рамках государственного задания НИЦ «Курчатовский институт», тематика 7п.6.1. Прикладные исследования в области разработки технологий атомных станций малой и средней мощности и технологий альтернативной энергетики для энергоснабжения удалённых и изолированных территорий.

ОПТИМИЗАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО СИНТЕЗА РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В КОНТЕКСТЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АРКТИЧЕСКИХ РЕГИОНОВ

Лосев Остап Геннадьевич

Кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: neva-neon@yandex.ru

Григорьев Александр Сергеевич

Кандидат технических наук, начальник отдела, grigoriev_as@nrcki.ru

НИЦ «Курчатовский институт», 123182 Россия, Москва, пл. Академика Курчатова, д. 1

В условиях интенсивного таяния полярных льдов начинает возрастать доступность арктического региона, постепенно превращая его в стратегически важное направление, развитие которого является приоритетным для экономической и энергетической безопасности и ресурсного суверенитета Российской Федерации.



Рис. 1. Эскиз схемы энергоснабжения на примере пос. Тикси

Создание и последовательное развитие региональных проектов неразрывно связано с энергетической инфраструктурой, которая на первых этапах может иметь вид локальных распределенных электросистем с последующим объединением в более крупные электросети (рис. 1). Ориентирование на внедрение технологий распределенной энергетики в арктической зоне, представляет собой не только решение задачи отказоустойчивого энергоснабжения отдельных территорий, но также сформирует задел для построения единой интегрированной электросети, охватывающей весь арктический регион в целом [1].

В НИЦ «КИ» проводятся исследования и разработки в области передовых технологий распределенной энергетики. Разрабатываются различные конфигурации распределенной гибридной энергосети, включающей малые атомные электростанции, солнечные электростанции, ветроустановки, резервные генераторы и системы накопления энергии. Разработаны критерии оптимальности и количественные индикаторы для многокритериальной оптимизации состава энергетического комплекса по показателям энергетической, экологической, экономической и ресурсной безопасности объекта.

Оптимизационное моделирование базируется на математической модели энергетического баланса автономных систем электроснабжения:

$$E_T(t) = E_T(t-1) \times k_t + P_{\text{пост}}(t) \times k_{mz} - P_{\text{потр}}(t) \quad (1)$$

где k_t , k_{mz} – корректирующие коэффициенты, $P_{\text{пост}}(t)$ – суммарные поступления энергии, $P_{\text{потр}}(t)$ – суммарные потребления энергии. Результатом является долгосрочный прогноз работы автономного энергетического комплекса. Модель учитывает переменный характер нагрузки в течение года, климатические условия, деградацию оборудования, тепловые процессы и капитальные и эксплуатационные расходы, что обеспечивает высокую точность расчетов для реальных условий эксплуатации [2].

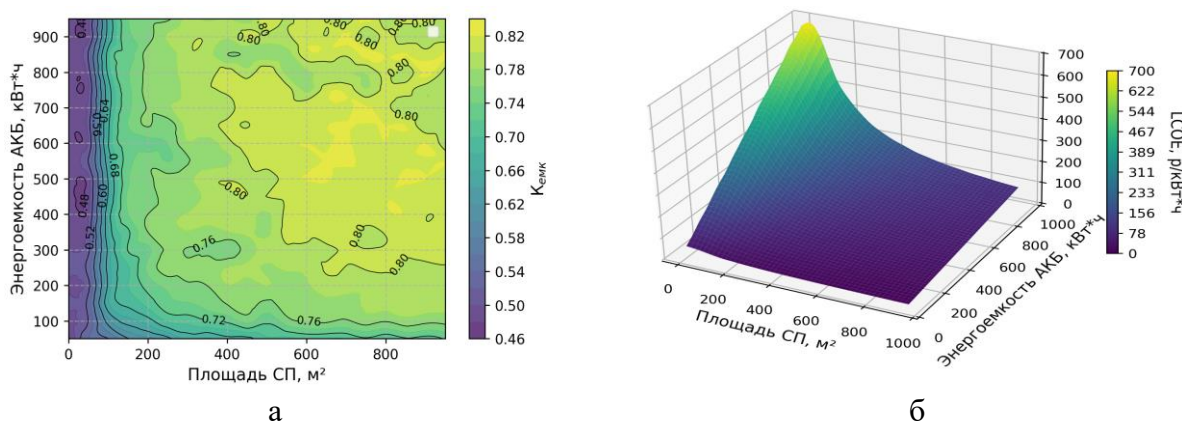


Рис. 2. Интерполяция параметров гибридной энергосистемы: «а» - среднестатистическая емкость накопителей энергии; «б» - приведённая стоимость 1 кВт·ч

Разработана комплексная расчетная модель многопараметрической оптимизации распределенных гибридных энергосетей, интегрирующих малые атомные электростанции, возобновляемые источники энергии и системы накопления энергии. Параметрический синтез основана на варьировании аргументов и получении расчетных параметров с учетом питаемой нагрузки и температурных зависимостей генерирующих и аккумулирующих мощностей. Выявлена фундаментальная антагонистическая зависимость между энергетической эффективностью, экологической устойчивостью и экономической целесообразностью в гибридных энергосистемах. Построенное множество Парето-оптимальных решений демонстрирует отсутствие доминирующих конфигураций энергетических установок, подтверждая необходимость компромиссных подходов при проектировании автономных энергетических комплексов с применением методов свертки критериев для конкретных условий эксплуатации.

Тематика исследований: 7п.6.1. «Разработка энергоэффективных и экологически чистых методов и схем для систем распределенной энергетики»

Список источников.

1. Воропай Н. И. Интегрированные интеллектуальные системы в энергетике России / Н. И. Воропай, С. М. Сендеров, В. А. Стенников // Системные исследования в энергетике: методология и результаты. – Москва: АО «Издательский дом МЭИ», 2018. – С. 87–101.
2. Лосев О. Г. Разработка математической модели для проведения энергетических и тепловых расчетов для долгосрочного прогноза работы автономных энергоустановок в Арктическом регионе / О. Г. Лосев, Д. А. Мельник, А. С. Григорьев // Новое в российской электроэнергетике. – 2024. – № 3. – С. 17–27.

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТОПЛИВО- И ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА НА ПРИМЕРЕ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Щукина В.М.,

*Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск,
vitapiskunova98@gmail.com*

Крупенёв Д.С.

К.т.н., зав. лаб.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск

В условиях постоянного увеличения потребления энергоресурсов и необходимости обеспечения надежности энергоснабжения особое значение приобретает грамотное планирование режимов работы и дальнейшего развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Этого можно добиться путем своевременного анализа различных аспектов функционирования ТЭК, на основании адекватных математических моделей. Ранее авторами была предложена методика моделирования ТЭК с детальной проработкой математических моделей тепловых электростанций [1]. Целевой функцией модели ТЭК, согласно методики, является минимизация дефицитов энергоресурсов в энергосистеме. Основной целью моделирования является выявление «узких мест», влияющих на появление дефицита энергоресурсов. Целью этой работы является апробация разработанной авторами методики моделирования ТЭК путем проведения вычислительного эксперимента на примере ТЭК Иркутской области.

Оценка надежности топливо- и энергоснабжения будет осуществляться посредством моделирования различных сценариев, имитирующих аварийные ситуации. Это позволит оценить реакцию энергетических системы Иркутской области на потенциальные угрозы, выявить риски, а также определить «узкие места» энергосистемы, которые требуют особого внимания при проектировании развития.

Анализ полученных результатов даст представление о рациональности и эффективности предложенной авторами методики. Кроме того, он позволит сформировать рекомендации по модернизации энергетической системы с целью повышения ее устойчивости к аварийным ситуациям. Таким образом, результаты данного эксперимента могут иметь практическую ценность для энергоснабжающих организаций и властей региона при принятии обоснованных управленческих решений.

Список источников:

1. Пискунова, В. М. Анализ эффективности применения нелинейных моделей тепловых электростанций при исследовании надежности энергоснабжения потребителей / В. М. Пискунова, Д. С. Крупенев // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2023. – № 3(31). – С. 86-93. – DOI 10.25729/ESI.2023.31.3.008. – EDN YUQCGS.

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ РЕЖИМНОЙ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ МАТРИЦ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Крупенёв Дмитрий Сергеевич

К.т.н., зав. лаб., e-mail: krupenev@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Как правило, задачи режимной надёжности решаются при оперативном он-лайн управлении ЭЭС, но в некоторых случаях потребность в их решении возникает и при решении задач для других временных периодов, как правило, для уточнения решений при проектировании энергосистем и энергообъектов. В технологическом аспекте режимная надёжность характеризует способность ЭЭС противостоять негативным случайным событиям, воздействующим на энергетическое оборудование ЭЭС, без прерывания поставки электроэнергии и мощности потребителям. При оценке режимной надёжности анализируется вероятность появления системных аварий, нарушения устойчивости и возникновение дефицита мощности в ЭЭС.

Для надёжной и экономичной эксплуатации энергосистем первостепенное значение имеет организация надёжной системы управления, включающей элементы анализа прогнозируемых режимов работы ЭЭС. В случае если ЭЭС имеет недостаточный уровень надёжности, она может быть подвержена серьезным, а в некоторых случаях катастрофическим системным авариям, которые приводят к значительным экономическим и экологическим потерям и в некоторых случаях к угрозе для здоровья и жизни людей.

Вопросы обеспечения режимной надёжности в современных энергосистемах имеют особую актуальность по ряду причин. Некоторые причины актуализируют значимость вопросов обеспечения всех видов системной надёжности, а некоторые только режимной составляющей. Следует отметить, что все причины вносят дополнительную неопределенность в процесс функционирования ЭЭС.

Оценка режимной надёжности, на основе которой может осуществляться выработка решения при управлении ЭЭС, является сложной задачей для оперативного персонала. Особенно это касается крупномасштабных ЭЭС, ввиду высокой скорости изменения режимных параметров в разных частях ЭЭС и трудности согласования правильного набора управляющих воздействий. Для решения этой задачи было предложено и реализовано множество методов. Все методы являются оценочными и адекватность их результата зависит от многих факторов. Основное требование к этим методам – быстроедействие при соблюдении требуемой точности. Показателями режимной надёжности являются индикаторы, показывающие вероятность отклонения режимных параметров от номинальных значений, недостаток ресурсов в разных местах системы в конкретном режиме работы ЭЭС.

Эффективными инструментами анализа режимной надёжности ЭЭС являются методы на основании теории чувствительности. Применимость этих методов для анализа режимной надёжности ЭЭС позволяет повысить скорость анализа, что является важным при он-лайн управлении; повысить «глубину» анализа при сохранении требуемой точности вычислений.

РЕШЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ ВЫБОР СОСТАВА ВКЛЮЧЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ С УЧЕТОМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СИСТЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ

Добрынина Юлия Эдуардовна,
аспирант, e-mail: yulia071294@mail.ru

Крупенёв Дмитрий Сергеевич
*кандидат технических наук, доцент, зав. лаб.
ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск*

Решение оптимизационной задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования рассматривается на протяжении нескольких десятилетий и не теряет актуальности на сегодняшний день. В современных реалиях, в постоянно меняющихся внешних условиях (климатические, научно-технический прогресс) решения оптимизационной задачи ВСВГО становится одним из приоритетных направлений, что напрямую связано с благосостоянием общества, бесперебойное и надежное энергоснабжение залог успешного и процветающего государства. Эффективный выбор состава включенного генерирующего оборудования способствует устойчивой работе энергосистемы России.

В представленной статье рассмотрены основные положения решения оптимизационной задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования как в отечественной практике, так и за рубежом. Рассмотрены основные особенности действующих моделей, основные принципы решения оптимизационной задачи. Сформулировано приоритетное направление в рассмотрении подхода к поиску оптимизационного решения с учетом системной надежности.

Целью данной статьи является рассмотрение возможности дополнения существующей модели по решению оптимизационной задачи ВСВГО за счет расчета показателей системной надежности. Определение основного направления развития в заданном ключе, с точки зрения эффективного использования генерирующего оборудования в соответствии с критериями системной надежности. Рассмотреть критерии системной надежности. Как одно из ограничений, используемых при выборе состава включенного генерирующего оборудования, сформулировать критерии для дальнейшего использования при моделировании и просчете оптимизационного решения.

Заключение.

Развитие энергосистемы России по средствам решения оптимизационной задачи ВСВГО с учетом критериев системной надежности, позволит эффективно использовать имеющийся технический ресурс (потенциал) генерирующего оборудования, перераспределить нагрузку в целях бесперебойного и надежного энергоснабжения, способствует детальному прогнозированию нагрузки с учетом ограничений, как следствие загрузка более энергоэффективного оборудования, не только по экономическим параметрам, но и точки зрения технических возможностей.

В целях эффективного решения оптимизационной задачи ВСВГО считаем целесообразным произвести уточнение действующей методики, рассмотрев решения с точки зрения показателей плановой надежности.

На основе предложенных уточнений внести изменения в целевую функцию ВСВГО и произвести соответствующие расчеты, с последующей корректировкой сопроводительной документации (методики, принципы, регламенты). Реализация измененной модели в программном комплексе для изучения дальнейшего развития энергосистемы с учетом заданных параметров.

Данная работа не теряет актуальности в силу динамично развивающегося рынка электрической энергии и мощности, постоянно изменяющихся условий функционирования на рынке и новых «вызовов» с точки зрения внутренней и внешней политики государства

В рамках данной статьи произведен обзорный экскурс по основным направлениям функционирования рынка электрической энергии как в зарубежной практике, так и в отечественном варианте. Наглядно представлены модели рынков, описаны различные подходы к определению уровня качества и надежности поставляемой электрической энергии

Список источников

1. Приказ Министерства энергетики РФ от 15.10.2018 №882 (в редакции от 03.02.2025).
2. Амелина А.Ю., Лисин Е.М., Анисимова Ю.А., Стриелковски В. Выбор оптимальной стратегии поведения генерирующей компании на рынке «на сутки вперед» в условиях рыночного регулирования // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. 2013. № 4. С. 63–68. EDN: SCEKWD
3. Аракелян Э.К., Андрюшин А.В., Мезин С.В., Косой А.А., Ягупова Ю.Ю., Юпатов Д.А. [и др.]. Проблемы учета фактора надежности при выборе состава генерирующего оборудования ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергии и пути их решения // Автоматика и телемеханика. 2022. № 5. С. 148–163. <https://doi.org/16310.31857/S0005231022050105>. EDN: ABWWKM.,
4. Воропай Н.И., Крупенёв Д.С., Подковальников С.В., Сендеров С.М., Два энергетических коллапса – в штате Техас, США и в Приморском крае, Россия// Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. №4 (67) С. 166 – 174 <https://eepir.ru/article/dva-energeticheskikh-kollapsa-v-shtate-tehas-ssha-i-v-primorskom-krae-rossiya/>
5. Гурвич И.А., Пичугин М.К., Баранюк А.В., Хазанов Е.С. Ледяной шторм в Приморье 18-19 ноября 2020 года// Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2021. №6 (18) С. 241-252 http://d33.infospace.ru/jr_d33/2021v18n6/241-252.pdf
6. Пастухов О.В. Повышение точности выбора оптимального состава включенного генерирующего оборудования // Электроэнергетика глазами молодежи – 2016: материалы VII Международной молодежной научно-технической конференции (г. Казань, 19–23 сентября 2016 г.). Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2016. Т. 2. С. 347–350. EDN: MJSAFY.]
7. Flottmann J., Wild P., Todorova N. Derivatives and hedging practices in the Australian national electricity market. Energy Policy. 2024;189:114114. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114114>

8. Hirth L., Mühlenpfordt J., Bulkeley M. The ENTSO-E Transparency Platform – a review of Europe’s most ambitious electricity data platform. *Applied Energy*. 2018;225:1054-1067. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.048>
9. Prakash A., Ashby R, Bruce A., MacGill I. Quantifying reserve capabilities for designing flexible electricity markets: an Australian case study with increasing penetrations of renewables. *Energy Policy*. 2023;177:113551. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113551>]., Flottmann J. Australian energy policy decisions in the wake of the 2022 energy crisis. *Economic Analysis and Policy*. 2024;81:238-248. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2023.11.025>].
10. Официальный сайт National Grid ESO. Режим доступа: <https://www2.nationalgrideso.com> (дата обращения: 12.01.2025).
11. Официальный сайт австралийского оператора энергетического рынка // Australian Energy Market Operator. Режим доступа: <https://aemo.com.au/> (дата обращения: 21.04.2025).
12. Национальные Правила в области электроэнергетики Австралии (ред. от начала действия редакции 09.02.2024). Режим доступа: https://mobile.ruscable.ru/news/2021/8/27/Pravitelystvo_Avstralii_utverdilo_novye_pravila_dl/ (дата обращения: 02.05.2025).
13. Официальный сайт австралийской комиссии по энергетическому рынку // Australian Energy Market Commission Updated Amended Panel RERT Guidelines - 18 August 2020 - Final for publication. Режим доступа: <https://www.eeseaec.org/energeticeskij-profil-avstralii> (дата обращения: 02.05.2025).
14. Официальный сайт Австралийской комиссии по энергетическому рынку. Режим доступа: <https://www.aemc.gov.au> (дата обращения: 27.02.2024).

ПРОВЕРКА ПРИМЕНИМОСТИ ИНСТРУМЕНТАРИЯ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ ЗАДАЧИ ОЦЕНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Чукреев Михаил Юрьевич

К.т.н., старший научный сотрудник, mchukreyev@gmail.com

*Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Федерального исследовательского центра Коми НЦ УрО РАН (ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН),
Сыктывкар, Россия*

В последние годы понятие безопасность приобрело новый смысл. Вопросами энергетической безопасности в топливно-энергетическом комплексе занимаются уже многие годы и достигли значимых успехов, но в электроэнергетике оно имеет достаточно свободную интерпретацию. Развитие электроэнергетики идет по пути создания единых энергетических систем (далее – ЕЭС). Примером могут служить Единая энергетическая система России, объединения энергосистем Европейского Союза, объединения энергосистем Северной Америки. Надежность баланса мощности таких систем всегда анализируется. На основе этого формируются достаточно строгие иерархические системы, в рамках которых разработаны эффективные методы, реализованные в программных продуктах, позволяющие решать весь комплекс задач, связанных с управлением развитием энергосистем ЕЭС страны на перспективу от 5 до 20 лет, в том числе задаче обеспечения должного уровня надежности. Задача оценки безопасности работы электроэнергетических систем на этапе развития ЭЭС, в том числе и ЕЭС России может базироваться на принципах, заложенных в основу задачи обеспечения балансовой надежности.

Задача обеспечения балансовой надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) [1] неразрывно связана с решением задачи оценки показателей балансовой надежности (ПБН) [2, 3]. Существующие как в нашей стране, так и за рубежом математические модели оценки ПБН в основном ориентированы на применение методов статистического моделирования. Для задачи оценки безопасности требуется несколько изменений в представлении расчетной схемы и временном позиционировании событий.

Расчеты выполнены на расчетной схеме ЭЭС. В качестве инструментария для решения задачи оценки безопасности ЭЭС использовался программного комплекса «Орион-М» с рядом реализованных изменений, касающихся в первую очередь расчетной схемы и процесса определения показателей надежности. Мощность электростанций ($P_{\text{треб},j}$), учитывающая необходимость компенсации плановых и аварийных (внеплановых) ремонтов генерирующего оборудования, определялась исходя из условия обеспечения во всех j -х территориальных зонах нормативного значения вероятности бездефицитной работы $\rho_{\text{норм},j}$ [1]. Данный показатель в соответствие с Приказом Минэнерго России [4] до 2027 г. принят величиной $\rho_{\text{норм},j} = 0,996$.

Для упрощения расчетов использовался одинаковый суточный график нагрузки для всех узлов в предположении его действия все 365 суток года. Отношение минимальной нагрузки к максимальной принято величиной 0,75. По этой же причине не учитывались случайные отклонения нагрузки от своего среднего значения, вызванные в основном температурным фактором. Совершенно очевидно, что эти допущения повлияют на точность получаем результатов, но для оценки применимости использования данного варианта расчета показателей

надежности в качестве критериев, на основе которых оценивается безопасность энергосистемы вполне допустима.

Обоснование величины оперативного резерва мощности в каждой j -й зоны проводилось предложенным еще в 90-х годах прошлого столетия итерационным методом [2]. Полученные на каждой итерации вероятностные показатели ρ_j сравнивались с нормативными значениями $\rho_{\text{норм},j} = 0,996$. В зависимости от этого сравнения для каждой j -й зоны изменялись мощности электростанций, необходимые для обеспечения нормативного показателя надежности каждого узла. Процесс завершается при условии, когда для всех j -х узлов полученные вероятностные показатели надежности (ρ_j) превышают нормативные значения ($\rho_{\text{норм},j}$). Причем превышение должно быть крайне малой величиной. Следует отметить, что в новых МУ 2022 г. предложен именно такой подход.

По результатам расчетов видно, что отключение генерации или снижение пропускной способности совершенно очевидно приводят к снижению надежности как узла на который пришло событие, так и остальных. Степень влияния определяется связностью схемы и наличием изначального дефицита мощности в узле. При воздействии на зону, в которой уже присутствует дефицит, изменение показателей надежности в остальной части схемы идет в сторону улучшения надежности и наоборот ограничения в избыточных узлах приводит к снижению общей надежности. Следует отметить, что для приведенного примера изменение вероятностного показателя надежности достаточно значительно в силу не высокой связности и малой размерности приведенного тестового примера. Для схемы в несколько раз большей влияние отдельных воздействий снизится, что приведет к улучшению надежности. А, следовательно, и безопасность энергосистемы вырастет.

Список источников.

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г., № 1286).
2. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. –176 с.
3. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. – 207 с.
4. Приказ Министерства энергетики РФ № 321 от 30.04.2021. Об установлении нормативного уровня балансовой надежности для Единой энергетической системы России, используемого при оценке возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации.

ИЗМЕНЕНИЕ ГАРАНТИРОВАННОЙ ЗИМНЕЙ МОЩНОСТИ АНГАРО-ЕНИСЕЙСКОГО КАСКАДА ГЭС С УЧЕТОМ СОВРЕМЕННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

Осипчук Е.Н., Никитин В.М., Бердников В.М.

e-mail: osipchuk@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, Иркутск

Ангаро-Енисейский каскад (АЕК) ГЭС выполняет функции основного регулятора мощности и выработки электроэнергии в ОЭС Сибири. При планировании режимов ГЭС АЕК с учетом обеспечения надежной работы ОЭС Сибири большое внимание уделяется режимам каскада в зимний период, когда существует повышенный спрос на электроэнергию, а режимы каскада зависят от запасов воды в его водохранилищах. Важными показателями оценки надежности и эффективности работы АЕК являются величина суммарной гарантированной зимней мощности всех ГЭС каскада, вероятность её обеспечения и величина снижения в маловодные годы.

В правилах использования водных ресурсов Ангарского каскада, которые были разработаны в 1988 г. (ПИВР-1988), запасы водохранилищ АЕК рассматривались как единый источник энергии, работающий в режиме электрического межбассейнового компенсированного регулирования [1]. В правилах была определена величина гарантированной средней зимней мощности АЕК 9800 МВт (без Богучанской ГЭС). Данный показатель достигался за счет совместного регулирования Иркутского (оз. Байкал) и Братского водохранилищ. При снижении уровня воды в водохранилищах допускалось снижение мощности каскада до 9300 МВт (на ~5%) и 8800 МВт (на ~10%). Однако в дальнейшем, при разработке проектов ПИВР (2007, 2013, 2016 гг. и др.) и утверждении ПИВР Богучанской ГЭС (2015 г.), АЕК как единый энергообъект не рассматривался.

В настоящее время режимы АЕК отличаются от проектных, что вызвано следующими основными факторами и ограничениями:

1) действующие правила ПИВР-1988 разрабатывались в другой социально-экономической системе, они не учитывали интересы различных участников водохозяйственного комплекса (приоритет отдавался энергетике), а также интересы разных собственников ГЭС в каскаде;

2) введена в эксплуатацию Богучанская ГЭС (компания «РусГидро»);

3) в связи с повышением приоритета к экологическим режимам на оз. Байкал Иркутская ГЭС стала выполнять функции сезонного регулирования, что ограничило запас водных ресурсов всего каскада;

4) изменились проектные характеристики водохранилищ: в 2001 г. был сокращён допустимый диапазон регулирования уровня оз. Байкал с нижней границы 455,54 м ТО (в тихоокеанской системе высот) до 456,00 м ТО и уменьшением полезного объема на 31,5 км³ (~50% от проектного); на Братском водохранилище из-за водозаборов и причалов поднята нижняя граница с 391,73 м БС (в балтийской системе высот) до 394,73 м БС и уменьшением полезного объема на 13 км³ (~30% от проектного);

5) произошли климатические изменения, в том числе притоков в водохранилища: в 2014–2018 гг. на Ангарском каскаде отмечался самый жесткий маловодный период за всю историю наблюдений, который существенно повлиял на надежность водохозяйственной и энергетической систем.

С помощью разработанной в ИСЭМ СО РАН системы моделей [2] были проведены расчеты гарантированной зимней мощности АЕК для разных условий работы каскада в режиме компенсированного регулирования. На рис. 1 представлены результаты моделирования средней зимней мощности АЕК по непрерывному ряду притока за период 1903–2025 гг. для 2-х условий: 1) современные ограничения, включая минимальный уровень Братского водохранилища 394,73 м БС; 2) ПИВР-1988 с добавлением Богучанской ГЭС. Гарантированная зимняя мощность АЕК составила 11600–11900 МВт с обеспеченностью 93% по числу бесперебойных лет. Современные ограничения снизили гарантированный показатель мощности на 300 МВт, в перебойные маловодные годы – на 200 МВт.

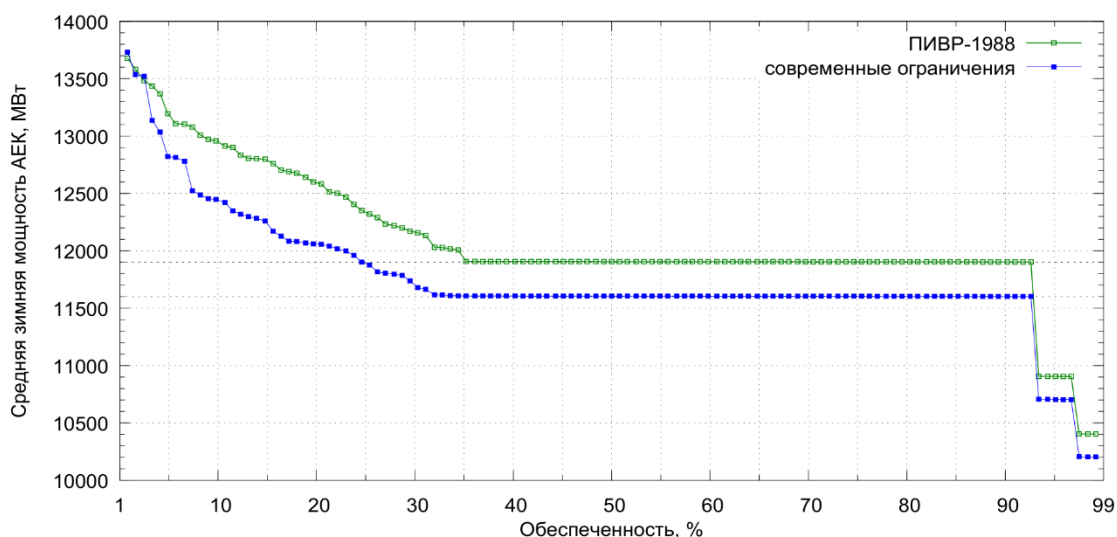


Рис. 1. Обеспеченности средней зимней мощности АЕК с учетом правил ПИВР-1988 и современных ограничений

В современных условиях обеспеченность выполнения требований гидроэнергетики, как одного из водопользователей, должна соответствовать нормативной надежности и находиться в диапазоне 85–95%. Для крупных каскадов, таких как АЕК, обеспеченность должна стремиться к верхней границе. С учетом возможных длительных маловодных периодов необходим поиск компромисса между величиной зимней мощности каскада и её надежностью с обеспечением резерва мощности на тепловых электростанциях.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0003 рег. номер: AAAA-A21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2025 гг.

Список источников

1. Колмогоров В.В., Халяпин Л.Е. Иркутская ГЭС и Ангаро-Енисейский каскад ГЭС в энергетике Сибири. Пути повышения эффективности // ЭКО. 2022. № 8. С. 44–53.
2. N.V. Abasov, V.M. Nikitin, E.N. Osipchuk. A System of Models to Study Long-Term Operation of Hydropower Plants in the Angara Cascade // Energy Systems Research. Vol.2. No.2. 2019. P.5–18. DOI: 10.25729/esr.2019.02.0001.

МЕТОДЫ АНАЛИЗА И СИНТЕЗА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ КРУПНОГО ПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА

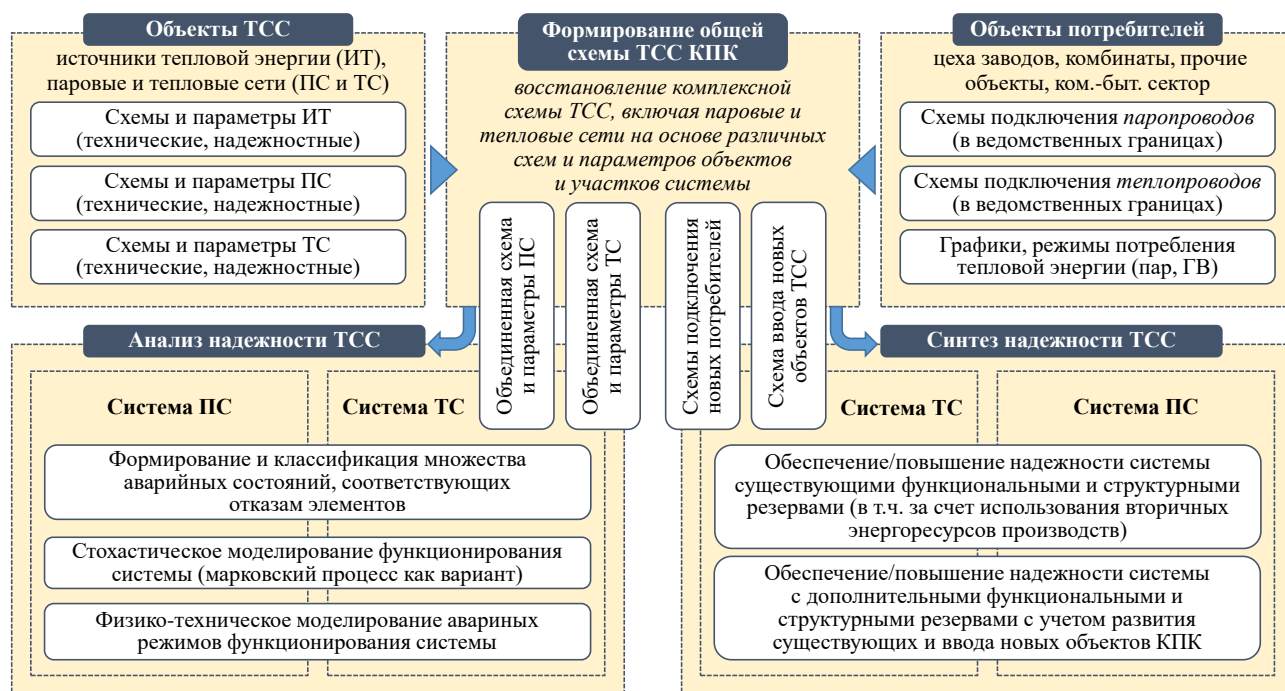
Постников Иван Викторович

к.т.н., с.н.с, e-mail: postnikov@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН

Россия, г. Иркутск

Рассматриваются общие методические вопросы решения задач надежности функционирования теплоснабжающих систем (ТСС) крупных промышленных комплексов (КПК). Показаны особенности этих систем как объектов анализа надежности, отличающие их от систем централизованного теплоснабжения коммунально-бытовых потребителей городов. С учетом выявленных аспектов и сложностей комплексного построения расчетных схем и моделирования аварийных состояний обозначены базовые принципы и методы стохастического и физико-технического их моделирования исследуемых систем, обобщенные в виде общей алгоритмической схемы анализа и синтеза надежности их функционирования. Принципиальная методологическая схема (укрупненный алгоритм) анализа и синтеза надежности ТСС КПК представлена на рисунке.



Общая схема проведения исследований по анализу и синтезу надежности функционирования ТСС КПК

Сформулированы подходы к повышению надежности паро- и теплоснабжения потребителей ТСС КПК на основе функционально-структурного резервирования. Методология решения задач анализа и синтеза надежности ТСС КПК опирается на принципы системных исследований в энергетике [1], закономерности общей теории надежности [2], модели анализа и синтеза надежности систем энергетики [3], теории гидравлических цепей [4] с применением ряда зависимостей основного расчета тепловых сетей [5].

Проведен анализ надежности, разработаны схемно-структурные решения по повышению и обеспечению надежности функционирования ТСС КПК на примере действующего нефтеперерабатывающего узла, интегрирующего объекты нефтехимической отрасли, предприятия сопутствующих производств, а также потребителей жилищно-коммунального сектора. Разработанные решения по резервированию схемы обеспечивают требуемый уровень надежности паро- и теплоснабжения потребителей с учетом расширения существующих и ввода планируемых технологических нагрузок. Полученные решения легли в основу программы развития исследуемой системы теплоснабжения.

Благодарности

Исследование проведено в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0002 программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур» (Минобрнауки РФ, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Список источников

1. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории. Направления развития / Л.А. Мелентьев // М.: Наука, 1983. – 456 с.
2. Половко А.М. Основы теории надежности / А.М. Половко, С.В. Гуров // СПб: БХВ-Петербург, 2006. – 702 с.
3. Антонов Г.Н. Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики / Г.Н. Антонов, В.И. Зоркальцев, Л.Д. Криворучий и др. (под ред. Руденко Ю.Н.) // М.: Энергоатомиздат, 1994. – 474 с.
4. Меренков А.П. Теория гидравлических цепей / А.П. Меренков, В.Я. Хасилев // М.: Наука, 1985. – 279 с.
5. Шифринсон Б.Л. Основной расчет тепловых сетей / Б.Л. Шифринсон // Москва–Ленинград: Госэнергоиздат, 1940. – 188 с.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДАЧИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА НА ПАРОГАЗОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Батраков П.А., Батракова А.А.

Нижневартровский государственный университет, Нижневартовск

В последнее время заметно возрос интерес к теории надёжности в области производства электроэнергии. Это связано с тем, что незапланированные остановки электростанций могут привести к серьёзным последствиям.

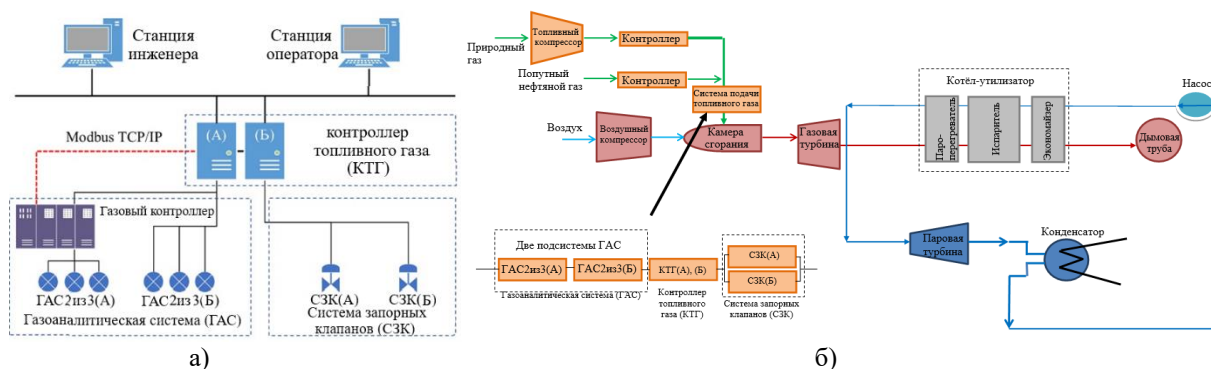
В районах нефтедобычи всё чаще встречаются парогазовые установки, работающие на смеси попутного нефтяного газа (ПНГ) и природного газа (система подачи топливного газа СПТГ). Сжигание ПНГ в газотурбинных двигателях считается одним из эффективных способов утилизации. Однако качество ПНГ требует постоянного контроля примесей с помощью газоанализаторов, чтобы избежать возможных отказов турбины.

В рамках данного исследования предлагается метод повышения надёжности системы подачи топлива с использованием газохроматографических анализаторов. Этот метод позволит улучшить эксплуатационные характеристики парогазовых электростанций. Он основывается на данных, полученных от газоанализаторов и аварийных сигнализаций, и предполагает использование системы защиты по принципу FMEDA для предотвращения незапланированных простоев.

Архитектура системы включает в себя три основных компонента:

1. Газоаналитическая система ГАС, работающая по принципу голосования «2 из 2».
2. Система запорных клапанов СЗК, функционирующая на основе алгоритма «2 из 3».
3. Контроллер топливного газа КТГ, обеспечивающий контроль и управление системой.

Газоаналитическая система разделена на две подсистемы, использующие различные типы газоанализаторов. Эффективное обнаружение отказов компонентов этой системы значительно повышает её доступность и безопасность (Рис. 1).



Разработана новая система защиты для системы подготовки топливного газа, что позволяет избежать дополнительных затрат на программное обеспечение и оборудование (Рис. 3).

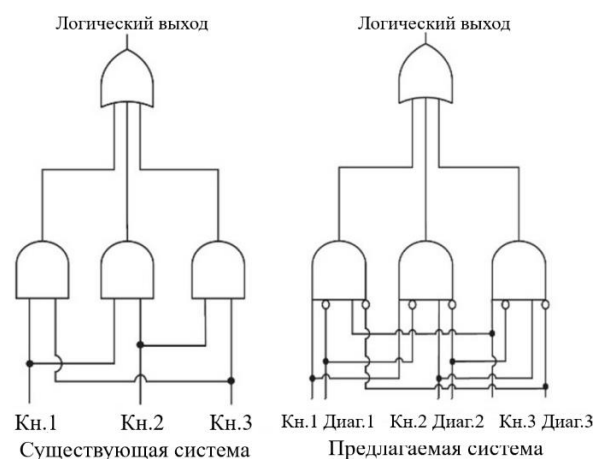


Рис. 3. Логические схемы существующей защитной блокировки и новой спроектированной защитной блокировки.

В таблице 1 приведены результаты тестирования защитной блокировки СПТГ без использования диагностики неисправностей, а в таблице 2 – с её применением. Кн1, Кн2 и Кн3 – это входные каналы КТГ для сигналов от трёх газоанализаторов, а Диаг.1, Диаг.2 и Диаг.3 – для диагностической информации от них.

Таблица 1. Результаты проверки логических условий существующей защитной блокировки СПТГ без диагностики неисправностей.

Ситуация	Кн.1	Диаг.1	Кн.2	Диаг.2	Кн.3	Диаг.3	Логический выход
Работает	0	–	0	–	0	–	Нормальный
Кн1 ошибка	1	–	0	–	0	–	Нормальный
Кн1 и Кн2 ошибка	1	–	1	–	0	–	Выключение

*работает = 0, ошибка = 1.

Таблица 2. Результаты испытаний логических условий новой конструкции защитной блокировки СПТГ с диагностикой неисправностей.

Ситуация	Кн.1	Диаг.1	Кн.2	Диаг.2	Кн.3	Диаг.3	Логический выход
Работает	0	0	0	0	0	0	Нормальный
Кн1 ошибка	1	1	0	0	0	0	Нормальный
Кн1 и Кн2 ошибка	1	1	1	1	0	0	Нормальный

*работает = 0, ошибка = 1.

Разработанная система защиты адаптируется к работе подсистемы ГАС в конфигурации «2 из 3», обеспечивая надёжную защиту от сбоев. Это значительно повышает надёжность СПТГ благодаря новой блокировке, основанной на диагностике газохроматографических анализаторов.

Исследование подтвердило важность методики FMEDA для анализа надёжности сложных систем, таких как газоаналитические системы и управление подачей топлива. Применение этой методологии позволило оценить частоту отказов и выявить ключевые аспекты, влияющие на общую надёжность системы. Внедрение диагностических функций значительно улучшает обнаружение неисправностей, что повышает доступность и безопасность всей системы.

Новая система защиты способствует минимизации незапланированных простоев и повышению надёжности работы электростанции. Сравнительный анализ старой и новой систем блокировок наглядно продемонстрировал преимущества использования диагностики, открывая новые горизонты для оптимизации технического обслуживания и управления надёжностью.

Результаты исследования подчёркивают важность внедрения передовых методов диагностики в проектирование и эксплуатацию сложных технических систем. Это позволяет значительно повысить их надёжность и безопасность.

Список литературы

1. Batrakov P. A., Ryzhnikova E. A., Batrakova A. A. The Use of Associated Petroleum Gas by Burning it in a Mixture with Natural Gas in a Combined Cycle Gas Plant to Generate Mechanical Energy and Electricity //2024 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics). – IEEE, 2024. – С. 1-8.
2. Харлап С. Н. и др. Особенности методов анализа видов и последствий отказов устройств ЖАТ // Проблемы безопасности на транспорте материалы XII Международной научно-практической конференции, посвященной 160-летию белорусской железной дороги. – 2022. – 227-230
3. Анализ видов и последствий (критичности, диагностируемости) отказов (FMEA / FMECA / FMEDA) <http://www.kconsult-cis.com/fmea-fmeca.html>
4. Кострин Д. К. Современные электронные газовые датчики: обзор основных физических принципов функционирования и перспективных разработок //Физика. – 2024. – Т. 17. – №. 4. – С. 5-20.
5. Костогрызов А. И. О моделях и методах вероятностного анализа защиты информации в стандартизованных процессах системной инженерии //Вопросы кибербезопасности. – 2022. – №. 6 (52). – С. 71.
6. Amphawan Julsereewong, Teerawat Thepmanee. Design and implementation of functional safety for repairable systems, In. Proc. of the SICE annual conference. 2018. p. 1638–43.
7. Дураковский А. П., Пономарев С. В. Модель системы противодействия программным средствам изучения кода //Безопасность информационных технологий. – 2015. – Т. 22. – №. 1.

СЕРВИС-ОРИЕНТИРОВАННАЯ СРЕДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЖИВУЧЕСТИ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ

Еделев Алексей Владимирович^{1,2}

кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: flower@isem.irk.ru

Бычков Игорь Вячеславович²

академик РАН, директор, e-mail: dstu@icc.ru

Феоктистов Александр Геннадьевич²

доктор технических наук, заместитель директора по научной работе, e-mail: agf@icc.ru

Воскобойников Михаил Леонтьевич²

младший научный сотрудник, mikev1988@icc.ru

¹ИСЭМ СО РАН, Россия, Иркутск

²Институт динамики систем и теории управления им. В.М. Матросова СО РАН, Россия, Иркутск

Способность энергетической инфраструктуры (ЭИ) противостоять крупным возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением режима энергоснабжения потребителей, и восстанавливать исходное состояние или близкое к нему характеризует одно из свойств энергетической инфраструктуры – живучесть [1]. Главной целью исследования живучести является построение стратегий управления развитием и функционирования ЭИ, которые позволяют эффективно адаптироваться к крупным возмущениям и восстанавливаться после них.

Исследование живучести строится на анализе поведения ЭИ в экстремальных условиях функционирования. Поведение ЭИ в таких условиях описывают кривые живучести, каждая из которых является графиком зависимости какого-либо показателя системной производительности P от времени t (рис. 1).

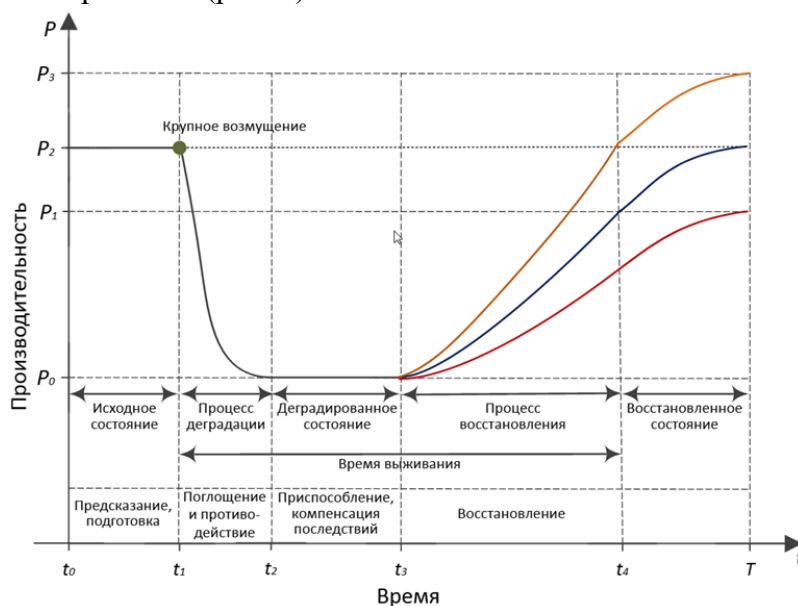


Рис. 1. Идеализированная кривая живучести ЭИ.

Говоря формально, пусть некая конфигурация ЭИ описывается вектором x , в состав которого входят структурные и режимные параметры объектов энергетики, а также природно-климатические, социальные, экономические и прочие параметры, представляющие условия

внешней среды. Тогда последовательность $X = \{x^0, x^1, \dots, x^T\}$ обозначает состояния ЭИ x^t в моменты времени $t = 0, \dots, T$, а показатель производительности P – это функция $P(t): X \rightarrow \mathbb{R}$, преобразующая x^t в скалярную величину. Для того, чтобы охарактеризовать поведение ЭИ на интервале времени выживания (рис. 1), вводится понятие сводной метрики $D: P \rightarrow \mathbb{R}$, которая сворачивает определённый участок кривой живучести в скалярную величину. Если показатели производительности отражают по большей части технологические или территориальные особенности ЭИ, то сводные метрики характеризуют в количественном виде стороны живучести, отражающие различные временные этапы поведения ЭИ в экстремальных условиях функционирования: планирование, сопротивление, подстройка и восстановление.

Организацией и проведением вычислительных экспериментов для исследования живучести ЭИ занимается специализированная сервис -ориентированная среда (СОС), под которой понимается совокупность программно-аппаратных средств, позволяющих её конечным пользователям решать один или несколько определённых классов задач некоторой предметной области [1]. В данном случае СОС отображает вышеописанную схему итеративного построения исследования живучести ЭИ на нижележащие информационные технологии и вычислительные инфраструктуры.

В состав СОС входят следующие компоненты: распределённые пакеты прикладных программ (РППП), отвечающие за решение определённого класса задач исследования живучести ЭИ (рис. 2); средства создания автоматизированных рабочих мест, которые позволяют исследователю работать с исходными данными, взаимодействовать с РППП, анализировать результаты вычислительных экспериментов.

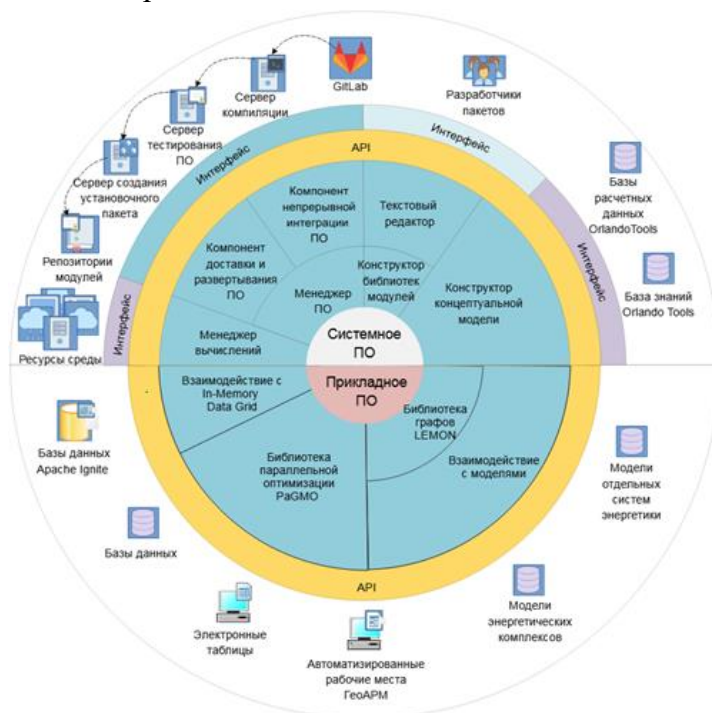


Рис. 2. Архитектура типового РППП для исследования живучести ЭИ.

Разработанная СОС обеспечивает решение всего спектра задач для исследования живучести ЭИ, начиная от оценки возможностей определённой ЭИ по адаптации к конкретному крупному возмущению и заканчивая формированием комбинаций мер, которые обеспечивают ЭИ максимальную живучесть в экстремальных условиях функционирования. Сформировав такие комбинации мер для нескольких разнородных множеств крупных возмущений, далее

исследователь выделяет из них инвариантные сочетания мер по повышению живучести ЭИ. Затем строятся стратегии повышения живучести ЭИ, которые определяют порядок и время реализации отобранных сочетаний инвариантных мер. Таким образом, построенные стратегии позволяют эффективно адаптироваться к крупным возмущениям различного, в том числе неизвестного, происхождения и наибо́льшим путём восстанавливаться после их воздействия.

Благодарности. Работа выполнена в рамках гранта № 075-15-2024-533 Министерства науки и высшего образования РФ на выполнение крупного научного проекта по приоритетным направлениям научно-технологического развития (проект «Фундаментальные исследования Байкальской природной территории на основе системы взаимосвязанных базовых методов, моделей, нейронных сетей и цифровой платформы экологического мониторинга окружающей среды», рег. № 124052100088-3) с использованием ресурсов Центра коллективного пользования «Иркутский суперкомпьютерный центр СО РАН» (<http://hpc.icc.ru>).

Список источников.

1. Бычков И.В., Горский С.А., Еделев А.В., Костромин Р.О., Сидоров И.А., Феокистов А.Г., Фереферов Е.С., Федоров Р.К. Поддержка управления живучестью систем энергетики на основе комбинаторного подхода // Известия РАН. Теория и системы управления. – 2021. – № 6. – С. 122–135. DOI: 10.31857/S000233882106007X.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГРОЗОУПОРНОСТИ ВЛ

Гаврилов Александр Владимирович

ИСЭМ СО РАН, Россия, Иркутск

ООО «Транскад», Россия, Санкт-Петербург, avg@transcad.ru

В Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [1] основной задачей электроэнергетики обозначено повышение эффективности электросетевого комплекса. Надежность электроснабжения потребителей является одной из характеристик эффективности электроэнергетических систем (ЭЭС). Эксплуатирующие электрические сети организации должны обеспечивать поддержание системной надежности, требуемых характеристик оборудования, надежности электроснабжения потребителей на необходимых уровнях с помощью различных средств и с минимальными издержками [2]. В Федеральном законе «Об электроэнергетике» [3] в общих разделах объединяются надежность снабжения потребителей электроэнергией и ее качество. Таким образом, можно проследить связь между вопросами системной надежности, надежности электроснабжения потребителей и качества электроэнергии.

Одним из условий надежности ЭЭС является обеспечение надежного (безотказного) функционирования линий электропередачи путем поддержания их нормативных характеристик, в частности грозоупорности воздушных линий электропередачи (ВЛ).

Под грозоупорностью ВЛ понимают устойчивость линии к воздействию грозových перенапряжений. Показателем грозоупорности ВЛ является число ее грозových отключений в год. Данные по опыту эксплуатации ВЛ 110 - 500 кВ [4] свидетельствуют, что доля грозových отключений ВЛ в общем количестве отключений увеличивается с ростом класса напряжений линий с 10% до 30%. При этом существует достаточно большое количество ВЛ, которые значительно выбиваются из данной статистики, проходящих в районах с низкопроводящими грунтами и высокой грозовой активностью. Поэтому наличие и исправность средств грозозащиты, обеспечивающих грозоупорность ВЛ, играет важную роль в надежном функционировании ЭЭС, надежности и качестве электроснабжения потребителей.

В качестве основных средств грозозащиты ВЛ используются:

- подвеска заземленных тросов,
- снижение сопротивления заземления опор,
- повышение импульсной прочности линейной изоляции,
- защита отдельных опор и участков с ослабленной изоляцией,
- ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН).

Несмотря на то, что снижение сопротивления заземления опор указано как одно из средств грозозащиты, обеспечение нормируемой величины сопротивления заземляющего устройства (ЗУ) опоры ВЛ является обязательным условием работы всех остальных перечисленных средств грозозащиты. Традиционные средства грозозащиты, такие как подвеска грозотросов и ОПН не работают должным образом при большом сопротивлении ЗУ [5].

В нормативной документации регламентируется максимальное значение сопротивления заземляющих устройств (ЗУ) ВЛ в зависимости от проводимости грунтов [6]. В районах с большим удельным сопротивлением земли рекомендуются следующие мероприятия:

- устройство вертикальных заземлителей увеличенной длины;
- устройство выносных заземлителей;
- частичную замену грунта на проводящий;

- применение искусственной обработки грунта с целью снижения его удельного сопротивления.

Устройство выносных заземлителей, так же как замена грунта являются крайне дорогостоящими мероприятиями и практически не применяются при строительстве ВЛ.

Использование вертикальных заземлителей опор ВЛ увеличенной длины в большинстве случаев также затруднено в связи со сложной структурой грунтов. Причем наибольшие сложности применения вертикальных заземлителей возникают на ВЛ, проходящих в районах со скальными и обломочными грунтами, удельное сопротивление которых большое или экстремально большое.

В последние годы достаточно большее распространение получили электролитические ЗУ с использованием активных соляных электродов. Активные соляные заземлители различных производителей успешно эксплуатируются в энергосистемах, в том числе на межсистемных ВЛ. Преимуществом этого типа ЗУ является возможность использования в различных грунтовых условиях, простота монтажа и относительно невысокая стоимость. При этом опыт эксплуатации выявил и ряд недостатков данного типа ЗУ, вытекающих из их принципа работы, основанного на искусственном увеличении электропроводности грунта за счёт применения соляных наполнителей и локальной замене околоэлектродного грунта низкоомным катализатором. К этим недостаткам можно отнести нестабильность сопротивления ЗУ в результате «вымывания» химических веществ и необходимость периодического восполнения соляного наполнителя, что приводит к росту эксплуатационных затрат.

Гибкое графитовое заземление – это новый тип ЗУ. Основой его является гибкий графитовый электрод - новый тип неметаллического проводящего материала, получаемый сплетением скрученных полос вспененного при высокой температуре графита, армированного стекловолокном. Графитовый электрод укладывается в траншеи, с помощью специальных соединителей собирается в горизонтальный заземлитель различной конфигурации (в зависимости от параметров грунта и местных условий) и присоединяется к заземляемым опорам ВЛ и оборудованию.

Ключевыми особенностями графитового заземления являются [7]:

- легкость и эластичность;
- высокая адгезия с грунтом – низкое переходное сопротивление электрод-проводник;
- коррозионная стойкость;
- стойкость к ударам молнии;
- низкий нагрев при протекании токов КЗ и разряда молнии.

На сегодняшний день проведена опытно-промышленная эксплуатация гибкого графитового заземления в нескольких предприятиях ПАО «Россети» и независимых сетевых компаний, по результатам которой дана высокая оценка перспективности их применения.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников.

1. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 г. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р.

2. Воропай Н. И., Ковалёв Г. Ф., Кучеров Ю. Н. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике/ Воропай Н. И., Ковалёв Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. - М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.
3. Федеральный Закон от 26.03.03 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
4. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. Под научной редакцией Н.Н. Тиходеева. 2-е изд. СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. 353 с.
5. Гайворонский А.С., Киселев А.Ю., Львов А.П. К вопросу об эффективности молниезащиты магистральных электрических сетей ОЭС Востока // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение», 2024, № 1(82). С. 66-74.
6. Правила устройства электроустановок. 7-ое издание. СПб.: Издательство ДЕАН, 2008. - 704 с.
7. Гаврилов А.В. Гибкое графитовое заземляющее устройство // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение», 2023, № 2(77). С. 62.

ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ ТУРБОМАШИННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АДДИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ: ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ И МАТРИЧНОГО ЗАПОЛНЕНИЯ

Мелихов Игорь Владимирович

Аспирант, e-mail: melikhovi@vk.com

*Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина,
Россия, Екатеринбург*

Современное развитие энергетического машиностроения требует поиска новых подходов к проектированию турбомашинных элементов с целью снижения их массы при сохранении или повышении прочностных характеристик. Традиционные методы литья и механической обработки ограничены в возможности создания сложных геометрических форм, что затрудняет достижение оптимального соотношения массы и прочности. В этих условиях аддитивные технологии становятся ключевым инструментом для реализации инновационных решений [1].

Одним из наиболее перспективных направлений является применение матричных (решётчатых) заполнений, которые позволяют формировать внутренние структуры с контролируемыми характеристиками. За счёт изменения топологии решётки удаётся достичь значительного снижения массы конструкции (до 30–60 %) при сохранении уровня жёсткости и сопротивления усталостному разрушению [2]. Такой подход особенно важен для лопаток компрессоров и турбин, где критически значимы масса, вибрационная надёжность и устойчивость к длительным нагрузкам.

Методы оптимизации, используемые в аддитивном проектировании, включают топологическую оптимизацию, параметрическое моделирование и генеративный дизайн. Их применение позволяет не только уменьшать массу изделия, но и учитывать эксплуатационные условия уже на этапе проектирования. При этом метод конечных элементов (МКЭ) остаётся основным инструментом оценки напряжённо-деформированного состояния и модальных характеристик оптимизированных конструкций [3,4].

Несмотря на очевидные преимущества, внедрение решётчатых структур в реальное производство связано с рядом сложностей. Ключевыми проблемами являются пористость материала, анизотропия механических свойств, наличие остаточных напряжений, а также необходимость термической и механической постобработки. Для преодоления этих ограничений активно развивается интеграция цифровых двойников с методами аддитивного производства, что позволяет прогнозировать поведение конструкции на всех стадиях жизненного цикла и повысить надёжность готовых изделий [5].

Таким образом, аддитивные технологии открывают новые возможности для оптимизации турбомашинных элементов. Использование решётчатых заполнений в сочетании с современными методами оптимизации и цифровыми двойниками является одним из наиболее перспективных направлений в повышении эффективности энергетических установок.

Список источников

1. Liović, David & Kršćanski, Sanjin & Franulović, Marina & Kozak, Dražan & Turkalj, Goran & Vaglio, Emanuele & Sortino, Marco & Totis, Giovanni & Scalzo, Federico & Gubeljak, Nenad.

- (2024). A Study on the Compressive Behavior of Additively Manufactured AlSi10Mg Lattice Structures. *Materials*. 17. 5188. 10.3390/ma17215188.
2. Sedunin V., Melikhov I., Marchenko J., Kalinin I. Quantifying potential benefits of partial infill on natural frequencies of a compressor blade // *Proceedings of GPPS Chania24*, Sept. 2024. DOI: 10.33737/gpps24-tc-074.
 3. Plocher J., Panesar A. Review on design and structural optimisation in additive manufacturing: Towards next-generation lightweight structures // *Materials & Design*. 2019. Vol. 183. P. 108164. DOI: 10.1016/j.matdes.2019.108164.
 4. Li Y., Zhang Y., Liu W., et al. High Mechanical Performance of Lattice Structures Manufactured by Additive Manufacturing: A Review // *Metals*. 2024. Vol. 14. No. 10. P. 1165. DOI: 10.3390/met14101165.
 5. Caliskan M., Aydin M., Keles O. Dynamic mechanical properties of selective laser-melted AlSi10Mg lattice structures: Experimental and numerical analysis // *International Journal of Advanced Manufacturing Technology*. 2024. Vol. 134. P. 789–804. DOI: 10.1007/s00170-024-13570-3.

ОЦЕНКА ГАРАНТИРОВАННОЙ РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ ВЕТРОУСТАНОВОК С УЧЕТОМ ИХ ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Аликин Руслан Олегович

*Младший научный сотрудник, ruslanalikin@bk.ru
Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия*

Широкое внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) - ключевой элемент декарбонизации энергетики. Однако высокая зависимость ВИЭ от погодных условий ограничивает их надёжность при обеспечении потребителей [1], что особенно важно в периоды максимальной нагрузки.

Целью данной работы является разработка и применение вероятностного подхода к оценке гарантированной располагаемой мощности (ГРМ) ВИЭ. В исследовании рассматривались только ветряные электростанции (ВЭС), поскольку в условиях ЕЭС России, пиковая нагрузка часто приходится на тёмное время суток, когда солнечная генерация, в силу естественных ограничений, не может участвовать в покрытии нагрузки.

Предлагаемая методика базируется на анализе почасовых коэффициентов использования установленной мощности (КИУМ) за периоды, соответствующие максимумам нагрузки ЕЭС России. Для оценки ГРМ используется квантиль распределения часовых значений КИУМ, соответствующий заданному уровню обеспеченности. Показатель отражает такую величину генерации, которая с высокой вероятностью (например, 90%) будет обеспечена в пиковые часы нагрузки.

Разработанный подход к оценке ГРМ ВИЭ позволяет объективно учитывать риски погодозависимой генерации, ранжировать регионы по уровню надёжности ветрового ресурса и учитывать вклад различных типов ВЭС в обеспечение надёжности и сбалансированности энергосистемы при стратегическом планировании.

В ИНЭИ РАН для задач стратегического планирования используется модель EPOS [2, 3] в которой реализована возможность выделения распределённой генерации (РГ) как отдельного сегмента энергетики, ориентированного на розничный уровень энергоснабжения. Подобное моделирование требует учёта специфики работы объектов РГ, включая маломощные ВЭС.

В работе проведён анализ трёх типов ветроустановок: крупных, средних и маломощных. Результаты показывают, что при снижении номинальной мощности установки уменьшается и уровень ГРМ. Например, в Ростовской области при вероятности 90% ГРМ составил: 4,5% для крупных ВЭС, 0,45% для средних и менее 0,1% для малых. Различия в гарантированной мощности между малыми и крупными ВЭС подтверждают необходимость их отдельного представления в задачах долгосрочного планирования.

Статистический анализ по регионам России показал широкую вариативность значений ГРМ-90%: от менее 0,1% до более 20% установленной мощности в зависимости от типа установки и климатических условий.

Расчёты на модели EPOS показали, что учет в балансе даже части мощности ВЭС, как доступной с высокой вероятностью, существенно снижает потребность в резервной мощности ТЭС. Так, при использовании в моделировании ГРМ-80%, установленная мощность ТЭС снижается на 2,8 ГВт., а капитальные вложения на 2%.

Представленный подход может быть интегрирован в процедуры обоснования параметров резервирования и планирования развития энергетики, а также использоваться при

формировании нормативов учета ВИЭ в балансе мощности. Полученные результаты подтверждают необходимость учёта вероятностных характеристик генерации и параметров конкретных типов ветроустановок при разработке стратегий развития энергосистем.

Методика открывает возможности для более объективного планирования в условиях растущей доли погодозависимой генерации, а в перспективе может быть расширена и адаптирована для других типов ВИЭ, в том числе с интегрированными накопителями энергии.

Список источников.

1. Филиппов С.П., Дильман М.Д. Возобновляемая энергетика: системные эффекты // Управление развитием крупномасштабных систем MLSD'2019: Материалы двенадцатой междунар. конф. Науч. электрон. изд., Москва, 01–03 октября 2019 года / Под общей ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. – Москва: ИПУ РАН, 2019. – С. 38-46. – DOI 10.25728/mlsd.2019.1.0038.
2. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Хоршев А.А. Использование оптимизационного инструментария в задачах долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса и энергетических рынков / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2012). Труды Шестой междунар. конф. Под общ. ред. С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2012. С. 313–323.
3. Веселов Ф.В., Ерохина И.В., Хоршев А.А. Особенности применения оптимизационных моделей для планирования развития энергосистем при возрастающей роли возобновляемой энергетики // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2020): материалы двенадцатой междунар. конф., Москва, 28–30 сент. 2020 г. / С. 911–921. – DOI: 10.25728/mlsd.2020.0911.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ: УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

Киушкина Виолетта Рафиковна,

д.т.н., руководитель департамента энергетической безопасности

и инфраструктуры ТЭК, Kiushkina@rosenergo.gov.ru

Российское энергетическое агентство Минэнерго России, г. Москва

Лукутин Борис Владимирович²

д.т.н., профессор отделения Энергетики и электротехники Инженерной школы энергетики

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Современный мир и происходящие изменения в сложном энергетическом ландшафте на фоне трансформации моделей угроз устойчивому развитию, естественной и искусственно созданной взаимозаменяемости энергетических ресурсов заставляют энергетический сектор быстро адаптироваться к растущим требованиям и учиться своевременно реагировать на новые вызовы, связанные с безопасностью.

Национальная энергетическая безопасность, формирующая экономическую жизнеспособность, социальную стабильность и стратегическую независимость, становится все более сложной в управлении ее рисками. Понимание разнообразности рисков для энергетической матрицы любой страны является шагом к выстраиванию программы обеспечения энергетической безопасности и корректировке энергетической политики.

Принимая к учету то, что функционирование и развитие систем энергетики и ТЭК страны происходит под действием многочисленных внешних и внутренних факторов, а также происходит в различных условиях, территории реагируют по-разному на действие угроз энергетической безопасности. Важно понимать, какие условия и национальные обстоятельства (степень сложности экономической ситуации, вид экономической политики, диверсифицированность топливно-энергетического баланса, транспортные схемы, правовая основа для действий по борьбе с изменениями климата, экстремальность погодных явлений, отношение общественности к изменениям и т.д.) определяют реакцию на угрозы энергетической безопасности.

Различие стран и регионов внутри каждой страны по условиям в части энергетической самообеспеченности, структуре топливно-энергетического баланса, энергетической инфраструктуре, уровню развитости финансовых рынков, организационным моделям внутренних энергетических рынков, а также принятие во внимание особых обстоятельств стран, экономика которых в значительной степени зависит от дохода или потребления ископаемых видов топлива и связанных с ним энергоемких продуктов, а также обстоятельств отдельных страны, где большинство населения все еще не имеет доступа к современным источникам энергии, при ускоренном энергетическом переходе с установленными позициями и темпами приведет к возникновению рисков в области энергетической безопасности, отразившись на обеспечении экономической безопасности и темпах национального развития.

Среди факторов, дифференцирующих территориальные образования по признакам, в дальнейшем предварительно определяющих степень реагирования или сопротивления к возникновению рисков, могут обозначаться следующие признаки: климатические условия, сила внутренних и внешних электрических связей (степень энергетической связуемости), плотность населения и степень заселенности, сила транспортных связей, степень обеспеченности

собственными источниками доминирующего ресурса в топливном балансе, степень развитости электроэнергетики, степень экологической уязвимости, степень обеспеченности собственными электрогенерирующими источниками, преобладающая отрасль топливной промышленности, степень избыточности энергосистем и развитости промышленности, наличие и степень развитости энергоемких отраслей промышленности, доля децентрализованного электроснабжения, характер преобладающих электрических сетей, степень централизации теплоснабжения и газоснабжения, удаленность от центров добычи газа, удаленность территории от основных промышленных центров и топливных баз, от густонаселенных районов страны и др.

За последние годы все больше наблюдается изменений рисков на национальном уровне и их рост в глобальной системе, фиксирование опасных воздействий в отношении объектов ТЭК и серьезных стратегических вызовов энергетической безопасности всего мирового сообщества. Все это продиктовало необходимость в трансформации существующих подходов к обеспечению энергетической безопасности в целях построения самодостаточной и устойчивой к внешним шокам системы управления национальными ресурсами.

В Российской Федерации в целях своевременного реагирования на вызовы и угрозы энергетической безопасности, оперативного реагирования на тенденции их изменения в действующей Доктрине энергетической безопасности закреплена задача создания системы управления рисками в области энергетической безопасности страны. Такая система позволит обеспечить упреждающее управление рисками в области энергетической безопасности, которое не только смягчает потенциальные угрозы, но и использует их в качестве возможностей для роста и инновационного развития. Функционирование системы позволит иметь полную диагностическую картину состояния энергетической безопасности, устанавливать приоритетность мер непрерывного мониторинга возможных вызовов и угроз энергетической безопасности, включая ресурсные, технологические, организационные, финансово-экономические и геополитические факторы. При этом, в текущих условиях ускоренной трансформации вызовов и угроз российский энергетический сектор способен обеспечить и обеспечивает системную энергетическую безопасность, базирующуюся на целом комплексе устоявшихся принципов.

Задача создания системы лежит в направлении совершенствования государственного управления в области энергетической безопасности и также требует обеспечения ее взаимодействия с государственными информационными системами, системами мониторинга и прогнозирования чрезвычайных ситуаций на объектах топливно-энергетического комплекса, иными системами управления рисками, используемыми субъектами энергетической безопасности.

Эффективным решением для реализации структуры системы должна стать многоуровневая система иерархически взаимодействующих государственных (ведомственных), региональных (территориальных) и корпоративных (отраслевых) центров. Принцип ее построения методологически может повторить концепцию построения государственной системы обнаружения, предупреждения и ликвидации последствий компьютерных атак, все еще находящейся по разным оценкам на этапе формирования и являющейся многоуровневой распределенной сетью обмена данными о киберинцидентах, которая устанавливается у субъектов критической информационной инфраструктуры.

Процесс создания любой распределенной системы обнаружения и предупреждения воздействия опасных событий и угроз имеет свои глобальные риски. Они связаны как с

особенностью отраслей, так и с техническими особенностями процесса подключения всех субъектов (участников процесса). Также одной из задач функционирования любой такой системы является построение и ведение национального реестра рисков, разработка которого требует консолидированного подхода и обращения внимания на отечественные разработки и лучшие практики, а также на функциональные особенности цифровых платформ архитектурного фреймворка, способных обеспечить «бесшовное» межотраслевое и межведомственное взаимодействие участников системы управления рисками в области энергетической безопасности, взаимодействие с государственными информационными системами и иными системами.

Секция 6. Качество электрической энергии.

ОЦЕНКА ДОЛЕВЫХ ВКЛАДОВ ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ ДЛЯ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ СНИЖЕНИЯ ГАРМОНИК

Скамьин Александр Николаевич

*К.т.н., доц. каф. электроэнергетики и электромеханики, e-mail: skamin_an@pers.spmi.ru
Санкт-Петербургский горный университет*

В настоящее время вследствие интенсивного внедрения оборудования, работа которого основана на полупроводниковых преобразователях, проблема повышения качества электроэнергии становится все более актуальной. Такое оборудование подключается на разных уровнях напряжения и в разных точках сети. Поэтому исследования режимов работы электрической сети необходимо проводить с определением долевых вкладов источников искажений. Данной проблеме посвящено большое количество как зарубежной, так и отечественной литературы [1]. Указанные задачи не теряют своей значимости на протяжении последних десятилетий.

Первые публикации в этой области были посвящены методу включения и отключения электрической нагрузки потребителей от сети, что достаточно сложно реализуемо в условиях непрерывных технологических процессов. Однако, это послужило толчком для дальнейших исследований.

Большое количество работ базируется на анализе потоков активной мощности высших гармоник, который связан с определением угла сдвига фаз между напряжением и током на частотах высших гармоник [2]. Метод имеет практическое применение, большинство анализаторов качества электроэнергии позволяют измерять активную мощность на высших гармониках, однако не всегда дает корректный результат при определении вкладов потребителей в суммарные искажения, что отражено в ряде работ [3].

Следующим принципиальным этапом в развитии методов выявления источников искажений являются работы, основанные на анализе активных двухполюсников [4]. При реализации метода активных двухполюсников определяется эквивалентное сопротивление на частотах гармоник каждого потребителя и сети. При этом сопротивления рассчитываются по приращениям токов и напряжений исходя из допущения, что либо во внутренней, либо во внешней электрической сети происходит изменение нагрузки. Также отмечается, что при установке пассивных фильтров шунтирующего типа, снижается эквивалентное сопротивление сети в целом, что приводит к пропорциональному снижению долевых вкладов по напряжению для всех потребителей и не является информативным показателем для выбора параметров средств снижения гармоник.

Принцип некоторых из методов выявления источников искажений основан на расчете того или иного вида мощности либо потока мощности [5]. К таким методам относится метод реактивной мощности, метод неактивной мощности, метод мощности искажений. Известны работы, основанные на корреляции параметров электропотребления и качества электроэнергии [6], где предлагается анализировать зависимость гармонического тока от гармонического напряжения и в зависимости от коэффициента корреляции определять долевые вклады источников искажений. Однако, ни один из методов не дает точную информацию о вкладе

каждого источника высших гармоник в общие искажения в процентном соотношении, а определяет исключительно доминантный источник.

Таким образом, в настоящее время не существует устоявшегося и однозначного метода выявления источника гармоник в электрических сетях, позволяющего достоверно оценить вклад в общие показатели качества электроэнергии, особенно при наличии фильтрокомпенсирующих устройств.

В данной работе проведено экспериментальное сравнение наиболее часто применяющихся в научной литературе методов определения долевых вкладов. Исследования осуществлялись путем измерений на лабораторном стенде с варьируемыми параметрами сети и различными типами нагрузки, в том числе тиристорный регулятор мощности, тиристорный выпрямитель, асинхронный двигатель с нагрузкой в виде генератора постоянного тока, пассивный фильтр и конденсаторная установка. В рамках эксперимента моделировались различные режимы, которые включают различный состав подключенного электрооборудования. При этом все режимы разделены на два типа, которые характеризуются либо наличием, либо отсутствием гармонических искажений со стороны сети.

На основании выявленных положительных и отрицательных сторон методов в различных режимах работы лабораторного стенда была подтверждена необходимость разработки новых способов и методов, которые были бы информативны и эффективны при определении параметров фильтрокомпенсирующих устройств и мест их подключения.

Список литературы

1. Pourarab M. Assessment of Harmonic Contribution of a Photovoltaic Installation Based on Field Measurements / Pourarab M., Meyer J., Stiegler R. // *Renewable Energy Power Quality Journal*. 2017. Vol. 1. N. 15. P. 865–870.
2. Chupeng X. Effectiveness analysis of determining the main harmonic source by harmonic active power direction method / Chupeng X., Zejing Q., Sheng D., Chaoyang X., Zhiqi W., Yue L. // *IEEE International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)*. 2016. P. 1–5.
3. Xu F. Study on constraints for harmonic source determination using active power direction / Xu F., Yang H., Zhao J., Wang Z., Liu Y. // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2018. Vol. 33. N. 6. P. 2683–2692.
4. Beer A. S. A Practical Method to Identify Contributions of Harmonics in Power Systems / Beer A. S., Kasemuana S., Pretorius J. H. C. // *Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*. 2018. P. 1–4.
5. Barbaro P. V. A Novel Approach Based on Nonactive Power for the Identification of Disturbing Loads in Power Systems / Barbaro P. V., Cataliotti A., Cosentino V., Nuccio S. // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2007. Vol. 22. N. 3. P. 1782–1789.
6. Tang K. Method for detecting harmonic responsibility misjudgements based on waveform correlation analysis / Tang K., Shen C. // *IET Gener. Transm. Distrib.*. 2019. Vol. 13. N. 9. P. 1545–1554.

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИИ

Коверникова Лидия Ивановна

к.т.н, с.н.с., e-mail: kovernikova@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Качество электрической энергии было и остается важной составляющей процесса электроснабжения, влияющей на функционирование потребителей и поставщиков электрической энергии. Под качеством электрической энергии понимается совокупность ее потребительских свойств, обуславливающих работоспособность различных электроприемников в соответствии с их назначением с расчетной работоспособностью и эффективностью [1]. Ухудшение качества электрической энергии приводит к «снижению количества и качества выпускаемой продукции; порче сырья и материалов; расстройству технологических процессов; простоя рабочей силы; повышению аварийности и повреждаемости оборудования; снижению срока службы оборудования; увеличению потерь активной и реактивной мощности и энергии» [1].

В России в первые в мире был разработан и с 1 января 1968 года введен в действие государственный стандарт на качество электрической энергии у ее приемников, присоединяемым к электрическим сетям общего назначения [2]. Автор статьи [3] отмечал, что «в нем достаточно полно регламентированы показатели качества электрической энергии, указаны пути контроля за выполнением этих требований, а также предусмотрены возможности применения санкций в случаях нарушения установленных норм... Качество электрической энергии влияет также и на технико-экономические показатели работы отдельных устройств и систем электроснабжения в целом. Однако мероприятия по улучшению качества электрической энергии требуют и дополнительных материальных затрат... Поэтому наивыгоднейшее решение можно получить на основе тщательных технико-экономических исследований. На любом этапе развития систем электроснабжения оптимальным можно считать такое решение, которое приводит к наибольшей экономичности в общегосударственном масштабе».

В настоящее время действующим является ГОСТ 32144-2013 [4]. Это пятый государственный стандарт на качество электрической энергии. Он введен в действие с 1 июля 2014 года. Один из авторов [5] отмечал, что «С вводом в действие ГОСТ 32144-2013 завершился переход к новому этапу оценки и контроля качества электрической энергии, основанному на внутренне непротиворечивой системе нормирования и требований к методическому и техническому обеспечению измерения показателей качества электрической энергии.»

Со времени появления ГОСТ 13109-67 отношение к качеству электрической энергии на государственном уровне менялось. Качеством электрической энергии как проблемой государственного уровня занимались до реформы электроэнергетики в 2001 году [6]. Реформа предполагала разделение Единой энергосистемы России на компании разных направлений: генерация, передача электроэнергии и ее сбыт, которые перестали активно заниматься вопросами качества электрической энергии. Проблемой качества электрической энергии продолжали заниматься специалисты, для которых качество электрической энергии было сферой их деятельности и научных интересов [5]. В [5] сделаны выводы что, «нарушение требований ГОСТа 32144-2013 имеют массовый и систематический характер во всех

энергосистемах России». Значительно превышают нормы стандарта показатели, характеризующие отклонение величины напряжения, несинусоидальность и несимметрию напряжения. «Вопросам качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения не уделяется должного внимания ни на этапе проектирования, ни на этапе эксплуатации... Главная причина проблем в области качества электрической энергии состоит в несовершенстве нормативно-правового регулирования».

В 2017 году на XXI Петербургском международном экономическом форуме было заявлено о создании в нашей стране цифровой экономики в качестве стратегии для ускоренного экономического роста. Поставленная задача предполагает оснащение и широкое применение электронной техники и цифровых технологий [7, 8]. Электронная техника, с одной стороны, является источником искажения качества электрической энергии, а с другой стороны, требует высокого цифрового качества. Последние несколько лет в федеральных органах власти и в ПАО «Россети» начали обсуждать вопросы качества электрической энергии и принимать законодательно-правовые и нормативные документы [9-13].

Для решения проблемы с качеством электрической энергии в электрических сетях России необходимо создать систему управления качеством электрической энергии. Учитывая опыт прошлых лет, в нее необходимо включить следующие элементы: государственный орган по качеству электрической энергии, законодательно-правовые и нормативно-технические документы, сертификацию электрической энергии, периодические измерения и мониторинг показателей качества электрической энергии, организационные и технические мероприятия для обеспечения качества электрической энергии, оперативное управление режимами по качеству электрической энергии, экономические механизмы управления качеством электрической энергии, прогнозирование режимов по качеству электрической энергии.

Для определения целесообразных способов обеспечения должного качества электрической энергии необходимо проводить исследования по количественному определению ущерба, возникающему в промышленности и энергосистемах при отклонении показателей качества от нормативных значений, экономического эффекта от улучшения этих показателей. Необходимо разработать методики проектирования электрических сетей, включающие применение специальных технических средств, которые в результате обеспечивают выполнение требований по надежности, экономичности и качеству электрической энергии.

Список литературы

1. Веников В.А., Либкинд М.С., Константинов Б.А. Народнохозяйственное значение повышения качества электроэнергии. Электричество, №11, 1974, стр. 2-4.
2. ГОСТ 13109-67. Электрическая энергия. Нормы показателей качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения. Москва. Издательство стандартов. 1985.
3. Мельников Н.А. К вопросу о качестве электроэнергии. Электричество, №5, 1968, стр. 1-6.
4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. –М.: Стандартинформ, 2014.

5. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л.И. Коверникова, В.В. Суднова, Р.Г. Шамонов и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2017. –219 с.
6. Постановление Правительства РФ от 11 июля 2001 г. N 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», <https://base.garant.ru/183525/>.
7. Путин: формирование цифровой экономики - вопрос нацбезопасности РФ, <https://tass.ru/ekonomika/4389411>.
8. Распоряжение Правительства РФ от 28.07.2017 № 1632-р «Об утверждении программы Цифровая экономика Российской Федерации», <http://government.ru>.
9. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (от 08.11.2019 № 378), (от 20.10.2022 № 592).
10. Постановление Правительства РФ от 23 декабря 2021 № 2425 «Об утверждении единого перечня продукции, подлежащей обязательной сертификации, и единого перечня продукции, подлежащей декларирования соответствия».
11. Приказ Минэнерго РФ № 690 от 28.08.2023 «Об утверждении требований к качеству электрической энергии».
12. Приказ Росстандарта от 24.10.2023 № 1224-ст «О введении Изменения №1 к межгосударственному стандарту ГОСТ 32144-2013».
13. Внесение изменений в Федеральный закон от 6.03.2003 N 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (ред. от 25.10.2024).

РАЗВИТИЕ ТРЕБОВАНИЙ К МОДЕЛИРОВАНИЮ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ НА ЧАСТОТАХ ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ И НА ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ

Шамонов Роман Геннадьевич

*К.т.н., начальник управления сопровождения ОТУ и режимов Департамента оперативно-технологического управления, e-mail: sharog@rambler.ru
Федеральная сетевая компания - Россети*

При проектировании электросетевых объектов, а также при разработке схем внешнего электроснабжения потребителей с мощными нелинейными несимметричными или резкопеременными нагрузками, схем выдачи мощности электростанций с использованием инверторного оборудования должны разрабатываться мероприятия, исключающие нарушения требований ГОСТ 32144-2013. Выбор мероприятий (или подтверждение отсутствия их необходимости) должен осуществляться на основе расчетов режимов на частотах высших гармоник и на обратной последовательности токов и напряжений.

В отсутствии общепринятых и утвержденных в установленном порядке методик по моделированию режимов на частотах гармонических составляющих и на обратной последовательности токов и напряжений при рассмотрении проектов имеется множество вопросов как к методологии расчетов, так и к полученным результатам, предоставляемым проектными организациями.

Как следствие, подобное проектирование может приводить к ошибочным выводам об отсутствии необходимости разработки и реализации компенсирующих мероприятий, к ошибкам при выборе типа, параметров и мест установки компенсирующих устройств и пр.

В настоящее время субъекты электроэнергетики России не используют программы для моделирования режимов на частотах гармонических составляющих и на обратной последовательности токов и напряжений. В России на сегодня нет отечественного программного обеспечения, позволяющего выполнять расчеты режимов на частотах гармонических составляющих и на обратной последовательности токов и напряжений для моделей энергосистем большой размерности, включающих в себя электрические сети разных напряжений, в т.ч. высокого и сверхвысокого. Этот фактор является одним из тех, что сдерживают своевременную разработку и реализацию мероприятий по обеспечению нормативного качества электроэнергии в электрических сетях.

Для изменения ситуации необходимо определить общие подходы к моделированию и базовые алгоритмы, на которые смогут ориентироваться разработчики программного обеспечения, необходимого проектным организациям и субъектам электроэнергетики.

Для унификации требований к моделированию режимов на частотах гармонических составляющих и на обратной последовательности токов и напряжений для энергосистем, включающих в себя электрические сети разных напряжений, предлагается разработать серию ГОСТ Р с соответствующими методическими указаниями.

В стандартах необходимо раскрыть следующие вопросы:

1. Состав параметров режимов – результатов расчетов, определяемых по итогам моделирования, и требования к форме их представления.
2. Базовые математические алгоритмы, допустимые в расчетах.
3. Размерности расчетных моделей в зависимости от решаемой задачи.
4. Типовые модели электросетевого и генерирующего оборудования, электроустановок потребителей различных типов, эквивалентного сопротивления внешней энергосистемы и эквивалентных узлов нагрузки на частотах гармонических составляющих и на обратной последовательности токов и напряжений (на основе паспортных данных и результатов измерений);
5. Состав режимов работы энергосистем и схем электрических сетей, учитываемых в расчетах.
6. Учет «фоновых» искажений напряжения, обусловленных нелинейностью и несимметрией параметров электросетевого оборудования энергосистем, а также искажений от прочих внешних источников искажений, фиксируемых в моделируемых электрических сетях.

ПРАВОВАЯ ПРОБЛЕМАТИКА ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ

Пронина Елена Васильевна

преподаватель кафедры гражданского и предпринимательского права АНО ВО «Московский гуманитарный университет», директор ООО «Центр правовой поддержки в энергетике», г. Москва

Аннотация: В эпоху развития мировой цифровизации в российской энергетике уделяется большое внимание цифровой трансформации на всех уровнях стратегического целеполагания. В условиях перехода к цифровизации и интеллектуализации электроэнергетики, необходимо, в первую очередь, разработать новые подходы к построению интеллектуальных систем управления развития и функционирования систем энергетики.

Ключевые слова: Качество электроэнергии, цифровые двойники, искусственный интеллект.

Цифровая трансформация была определена в качестве одной из национальных целей развития на период до 2030 г. и на перспективу до 2036 г. в соответствии с Указами Президента Российской Федерации от 21 июля 2020 г. № 474 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года» и от 7 мая 2024 г. № 309 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года и на перспективу до 2036 года», утвержденными с учетом ежегодных посланий Президента Российской Федерации Федеральному Собранию Российской Федерации, являющимися ключевыми документами стратегического планирования в рамках целеполагания на федеральном уровне. Из этого следует, что мероприятия и проекты в области цифровой трансформации, направленные на достижение показателей, характеризующих реализацию национальной цели развития по цифровой трансформации, включаются в соответствующие отраслевые документы стратегического планирования, а также государственные программы и национальные проекты.

«Цифровой двойник (далее – ЦД) электрической сети, представляет собой единую базу данных, содержащую необходимую информацию об электрической сети, интегрированную с другими подсистемами компании»⁸. ЦД позволяет на основе анализа больших данных об объекте или процессе выявлять скрытые закономерности в деталях, определять отклонения параметров функционирования объекта, все стадии физического процесса с высокой чувствительностью еще на этапе, когда такие отклонения не влияют на их состояние и не фиксируются традиционными системами управления и мониторинга. Как утверждают Д.Б. Гвоздев, В.О. Болонов, Е.П. Окнин, К.Б. Эдирук, И.М. Кузьминов в статье, посвященной подходам к применению технологии цифровых двойников как элемента цифровой трансформации процессов управления объектами электроэнергетики «современные взгляды на возможное применение ЦД не требует обязательного наличия пространственной визуализации физического прообраза, поскольку прототипом цифровых двойников могут выступать произвольные объекты и процессы. Наличие цифрового двойника (или их коллекции) помогает организовать связь энергообъекта с подключенными к нему объектами – источниками данных,

⁸ Моравель В.И., Борисов В.А. Возможности использования цифровых двойников в задачах электроэнергетики // Современные научные исследования и инновации. 2022, №6. С. 36.

программным обеспечением, отвечающим за управление, контроль рабочего состояния, процессов эксплуатации и т.д. на всем протяжении жизненного цикла объекта электросетевого комплекса.

Целью создания и применения ЦД оборудования электроэнергетики является обеспечение требуемой надежности и снижение эксплуатационных затрат на оборудование за счет принятия обоснованных и оперативных решений, основанных на полученных данных, определенных с помощью ЦД диагностических критериев работы отдельных компонентов оборудования в целом на всех этапах жизненного цикла.

В настоящее время ЦД используются в электроэнергетике как способ моделирования физических объектов и процессов. Согласно открытым источникам ЦД уже внедрены и активно применяются в работе крупными энергетическими и электросетевыми компаниями. Но в законодательстве РФ отсутствует определение и понятие «цифровой двойник». Некоторые ученые считают, что такое понятие существует, но в завуалированной форме, как некая «абстрактная дефиниция, приведенная в ГОСТ Р 57700.37-2021».⁹ Считаю, что нормы права должны быть прямыми и понятными, это обеспечит полное соблюдение прав и законных интересов всех заинтересованных участников применения ЦД.

Более того, необходимо обеспечить безопасность и оперативное управление технологией ЦД, а также защитить доступ полученной конфиденциально информации. Если рассматривать ЦД как объект уже смежных прав, определяемый как синтез идентичности и персонализации, то юридическим лицам (заказчикам и пользователям) необходимо обеспечивать безопасность своих цифровых экосистем. Стандарты такой безопасности также должны быть зарегулированы на законодательном уровне.

Список источников:

1. Андрюшкевич С.К., Ковалев С.П. Нефедов Е. Походы к разработке и применению цифровых двойников энергетических систем // Цифровая подстанция. 2019. №12 С. 38-43.
2. Вайпан В.А. Цифровое право: истоки, понятие и место в правовой системе // Право и экономика. 2024. №1. С. 3
3. Варламова А.Н. О некоторых актуальных проблемах цифровизации. См Цифровизация энергетики: проблемы правового регулирования // Правовая парадигма энергетики в условиях устойчивого экономического роста // Под редакцией А.Н. Варламовой, О.А. Символокова. М. Юрист. 2022. С. 23.
4. Варламова А.Н. Цифровая информационная модель Российской электроэнергетической системы: правовые основы, проблемы применения // Право и экономика. 2024. №10. С. 16-22.
5. Гвоздев Д.Б., Болонов В.О., Окнин Е.П., Эдирук К.Б., Кузьминов И.М. О возможности применения цифровых двойников в управлении объектами электроэнергетики // Энергия единой сети, 2017. С. 31.
6. Горлова Т.В., Базаров А.А. Становление цифровых прав в России в контексте развития гражданского оборота, осуществляемого в информационно-телекоммуникационной сети Интернет // Частное право в эволюционном обществе: традиции и новации: сборник

⁹ Дуванов Н.Ю., Базаров Д.Л. Цифровой двойник как объект смежных прав // Экономика. Право. Общество. №3 (39), 2024. С. 140.

научных статей Всероссийской научной конференции, посвященной памяти доктора юридических наук, профессора В.Н. Сусликова. Курск. Юго-Западный государственный университет. 2019. С. 119-120.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Янченко Сергей Александрович

д.т.н., профессор, yanchenkosa@mpei.ru

*«Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»,
г. Москва*

Применяемые в настоящее время программные средства расчета показателей качества электроэнергии (ПКЭ) имеют ряд недостатков, существенно ограничивающих их применение при анализе типовых сценариев функционирования крупных совокупностей разнородных по составу и мощности электроприемников (ЭП). Например, типовые методы расчета несинусоидальных и несимметричных режимов в частотной области не позволяют учесть взаимовлияние помехоэмиссии, нагрузочных характеристик ЭП и параметров питающей сети, что существенно снижает точность и реалистичность результатов. Методы расчета во временной области за счет непосредственного решения системы дифференциальных уравнений сети и корректного воспроизведения режима электропотребления нагрузок обеспечивают наиболее точное моделирование уровней ПКЭ и параметров режима сети, но при этом малоэффективны для анализа крупных сетей, питающих сотни ЭП с индивидуальным набором характеристик.

Описанные недостатки могут быть устранены в случае использования гибридного метода гармонического анализа, объединяющего в себе быстродействие частотных и точность временных методов расчета за счет расчета отдельных частей сети наиболее подходящим для них способом [1]. Так, рассматриваемая сеть делится на линейную и нелинейную части, рассчитываемые по отдельности и включающие соответственно:

- линейное сетевое электрооборудование (трансформаторы, линии электропередачи, линейные нагрузки и т.д.), режим работы которого определяется с помощью стандартных методов расчета несимметричного установившегося режима и гармонического анализа в частотной области.
- нелинейные ЭП (силовые преобразователи, нагрузки с источниками питания и регулируемым электроприводом), рассчитываемые индивидуально посредством решения соответствующих систем дифференциальных уравнений.
- Результаты расчета линейной и нелинейной частей сети в виде установившихся значений векторов трехфазных напряжений основной гармоники, матрицы гармонических проводимостей линейной части и вектора гармоник тока нелинейной части сети используются для определения гармонических напряжений узлов сети в рамках итерационного расчета по методу Гаусса-Зейделя, что в итоге позволяет рассчитать параметры установившегося несимметричного несинусоидального режима рассматриваемой сети.

Гибридный метод анализа сети используется в качестве основы для разрабатываемого программного комплекса (ПК) расчета ПКЭ сетей с крупными совокупностями разнородных ЭП, который представляет собой инструмент комплексного моделирования параметров установившегося режима электропотребления и уровней помехоэмиссии электрической сети. Модульная структура ПК, соответствующая описанным выше этапам алгоритма гибридного метода расчета, позволяет:

- сформировать обширную и пополняемую библиотеку индивидуально настраиваемых моделей отдельных типов однофазных и трехфазных ЭП;
- применять индивидуальные методы решения систем дифференциальных уравнений для каждого ЭП для обеспечения наибольшей эффективности расчетов;
- существенно упростить и ускорить процесс формирования общей структуры линейной части электрической сети;
- применять методы улучшения сходимости итерационных процессов посредством корректировки характеристик сопротивления сети в точке подключения ЭП и учета их гармонических сопротивлений [2].
- Отличительными особенностями разрабатываемого программного комплекса являются:
- учет особенностей отдельных ЭП, определяющих индивидуальные параметры их электропотребления и помехоэмиссии в рамках крупных совокупностей нагрузок;
- реалистичность результатов моделирования за счет корректного воспроизведения эффекта взаимовлияния помех отдельных нагрузок при совместной работе, а также эффекта ослабления помех для точек подключения с высоким уровнем входного сопротивления сети;
- ускоренный режим расчета за счет применения специальных численных методов решения систем дифференциальных уравнений моделей отдельных ЭП, а также численных методов повышения сходимости итерационного расчета гибридного гармонического анализа общего режима сети;
- возможность моделирования уровней ПКЭ для множества точек на рассматриваемом временном интервале на основе учета индивидуальных графиков нагрузки каждого ЭП, что позволяет воспроизводить суточные графики параметров режима сети и ПКЭ;

В итоге обеспечивается эффективность и точность оценки уровней искажения напряжения в части несинусоидальности, несимметрии, отклонений и колебаний напряжения, что может быть востребовано при анализе последствий распространения новых типов нагрузок, разработке мероприятий по энергосбережению и обеспечению номинального режима работы сетевого электрооборудования.

Список источников.

1. A. Medina et al., "Harmonic Analysis in Frequency and Time Domain," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, no. 3, pp. 1813-1821, July 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2258688.
2. R. Carbone, D. Menniti, N. Sorrentino and A. Testa, "Iterative harmonic and interharmonic analysis in multiconverter industrial systems," 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.98EX227), 1998, pp. 432-438 vol.1, doi: 10.1109/ICHQP.1998.759948.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВАРИАТИВНОСТИ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЭС ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СХЕМО-РЕЖИМНЫХ УСЛОВИЙ НА ОСНОВНОЙ ЧАСТОТЕ

Солодовников Валерий Евгеньевич¹, Тульский Владимир Николаевич²,
Шамонов Роман Геннадьевич³

¹ ООО «ЭТС-Энерго», руководитель проекта, e-mail: valerysol@yandex.ru

² НИУ «МЭИ», к.т.н., доцент, директор Института электроэнергетики

³ ПАО «Россети», к.т.н., доцент, начальник управления сопровождения ОТУ и режимов
Департамента оперативно-технологического управления

В условиях системного характера проявления проблемы сверхнормативных уровней высших гармоник напряжений в электрических сетях 110 кВ и выше ряда региональных энергосистем России и, одновременно с этим, ограниченного распространения систем мониторинга качества электрической энергии [1], актуальность приобретает анализ частотных свойств электроэнергетических систем (ЭЭС), позволяющий оценить изменения уровней высших гармоник напряжения при изменении схем и режимов функционирования электрических сетей [2].

На примере энергорайона одной из региональных ЭЭС России проанализированы суточные изменения частотных характеристик (ЧХ) входных сопротивлений ЭЭС относительно шин 110-500 кВ подстанций для характерных часов дней летнего и зимнего контрольных замеров. Расчётные кривые ЧХ получены для двух случаев:

- при фактической схеме сети 110-500 кВ;
- при приведении схемы к нормальной с сохранением фактических уровней потребления мощности.

Пример суточных изменений АЧХ входного сопротивления относительно шин 110 кВ одной из ПС 220 кВ энергорайона, питающего крупное предприятие цветной металлургии, в день зимнего контрольного замера представлен на рисунке 1.

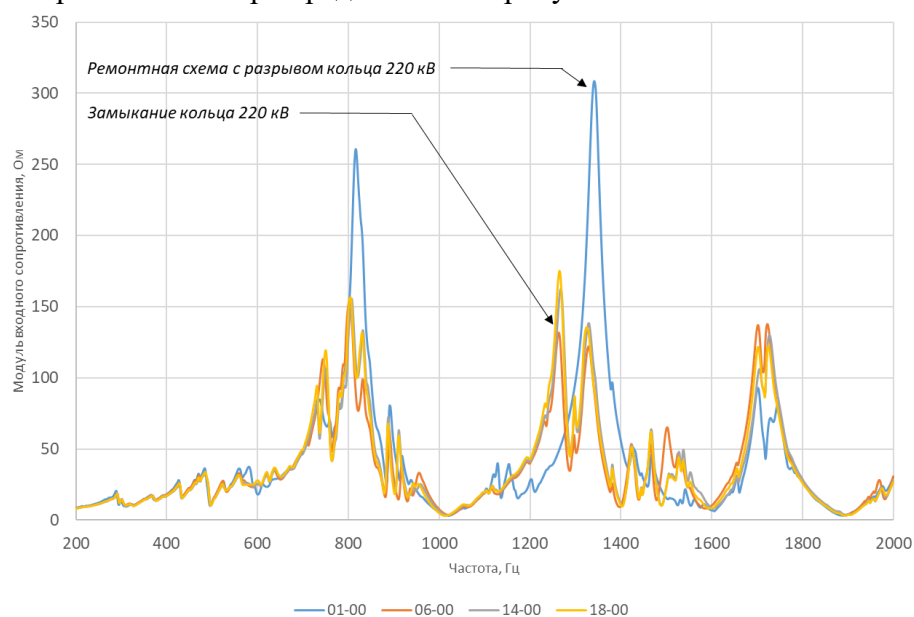


Рис. 1. Суточные изменения АЧХ входного сопротивления относительно шин 110 кВ одной из ПС 220 кВ рассматриваемого энергорайона в день зимнего контрольного замера

Результаты выполненных расчётов показывают, что изменение схемы сети оказывает качественное влияние на вид кривых ЧХ, обуславливая изменение количества резонансных частот, в то время как уровни потребления мощности при фиксированной схеме сети влияют преимущественно на демпфирование резонансов.

Для расширения представлений о частотных свойствах рассматриваемой ЭЭС были выполнены расчёты АЧХ и ФЧХ для различных схемно-режимных ситуаций, регламентированных положениями действующих НТД [3]. При этом, учитывая значительное количество возможных режимов, показана возможность кластеризации ЧХ с применением косинусного расстояния с целью определения перечня репрезентативных расчётных состояний. Указанная метрика используется для численной оценки меры «схожести» таблично заданных кривых АЧХ и ФЧХ, причём как в глобальном (общая схожесть кривых в диапазоне 4-40 гармоник), так и в локальном смыслах (в диапазонах частот отдельных «преобразовательных» гармоник, характерных для рассматриваемого района).

По результатам выполненного анализа определен ряд практических рекомендаций по формированию перечня расчётных состояний, подлежащих учёту при анализе частотных свойств ЭЭС и дополняющих подходы, изложенные в [2, 4], а именно:

- целесообразность рассмотрения режимов одностороннего включения ЛЭП 110-500 кВ, возникающих при переходе из ремонтных схем в нормальную (для линий, не оборудованных устройствами полуавтоматического включения), ввиду влияния их волновых свойств на ЧХ входных сопротивлений;
- необходимость отдельного анализа ЧХ для режимов с отключением каждой цепи многоцепных линий при условии отличия частотных свойств цепей (различия длин, наличие неоднородностей);
- целесообразность рассмотрения режимов со схемным погашением нагрузки как транзитных, так и тупиковых участков сети 110-220 кВ, что продиктовано изменением демпфирующего эффекта на резонансных частотах;
- важность учёта превентивных схемно-режимных мероприятий по подготовке ремонтных схем, необходимость которых устанавливается по результатам расчётов режимов на основной частоте.

Список источников

1. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л.И. Коверникова, В.В. Суднова, Р.Г. Шамонов и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2017. – 219 с.
2. CIGRÉ C4/B4 Technical Brochure №766. Network modelling for harmonic studies. / ed. by M. Val Escudero, G. Lietz. – CIGRÉ, 2019. – 241 p. – ISBN: 978-2858734689.
3. Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 №630 «Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем». – URL: <https://docs.cntd.ru/document/542630877> (дата обращения: 20.07.2025).
4. Смирнов, С.С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения / С.С. Смирнов. – Новосибирск: Наука, 2010. – 327 с.

АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ НОРМАТИВНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ТОКА

Васильева Ольга Алексеевна

Кандидат технических наук, доцент ВШБЭ ИЭ, e-mail: vasilyeva@algspb.ru

Шахова Мария Алексеевна

Кандидат технических наук, доцент ВШБЭ ИЭ, e-mail: shahova_ma@spbstu.ru

Марковская Юлия Андреевна

Студентка ВШБЭ ИЭ, e-mail: markovskaya.yua@edu.spbstu.ru

*Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Российская Федерация*

Несинусоидальность напряжения, обусловленная широким использованием электронного и силового оборудования с импульсными преобразователями, потребляющего несинусоидальный ток, является актуальной проблемой в системах электроснабжения [1, 2]. Для ограничения гармонических составляющих тока, вносимых искажающими нагрузками потребителей электроэнергии, и распределения ответственности между потребителем и электросетевой организацией при невыполнении требований к коэффициентам гармоник напряжения с 1 августа 2025 года вводится в действие ГОСТ 72176-2025 [3]. Стандарт устанавливает нормы гармонических составляющих тока в присоединениях потребителя электрической энергии мощностью 670 кВт и более к сетям среднего и высокого напряжения в зависимости от расчетного тока нагрузки потребителя и тока трехфазного короткого замыкания.

Целью работы является оценка возможности анализа качества электрической энергии с учетом нормативных ограничений гармоник тока в соответствии с [3] при использовании сертифицированных средств измерений показателей качества электрической энергии (BINOM3, ЗАО «ТИМ-Р»).

Измерения выполнены на вводе системы электроснабжения с долевым составом искажающих электроприемников у потребителя, составляющим около 30% от суммарной мощности нагрузки. Подтверждены систематические отклонения коэффициентов гармоник напряжения $K_{U(3)}$ и $K_{U(9)}$ от нормально допускаемых значений, регламентированных ГОСТ 32144-2013. Результаты статистической обработки гармонических составляющих тока показали, что значение гармоник тока третьего порядка $I_{(3)}$ превышает расчетное нормативное значение $I_{\text{норм}(3)}$ в 37 % времени измерений (рис. 1), по гармонике тока девятого порядка $I_{(9)}$ нормативное значение $I_{\text{норм}(9)}$ не превышено. Исходя из этого на основании положений [3], сделан вывод об ответственности потребителя за компенсационные мероприятия по обеспечению допустимого уровня $K_{U(3)}$ и электросетевой организации - по обеспечению $K_{U(9)}$.

Подтверждено, что средства измерений показателей качества электрической энергии, сертифицированные по классу А характеристик процесса измерений параметров тока и напряжения в соответствии с ГОСТ ИЕС 61000-4-30, соответствуют метрологическим требованиям ГОСТ 72176-2025, и их данные могут быть использованы для анализа качества электрической энергии с учетом нормативных ограничений гармоник тока по данному стандарту.

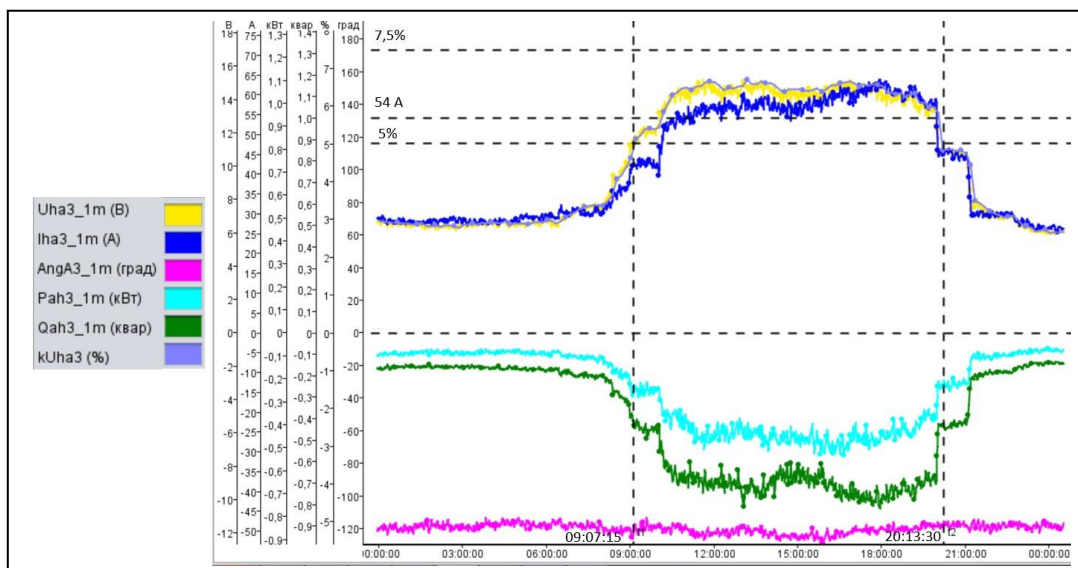


Рис. 1. Параметры 3-ей гармоники в фазе А в течение суток (25.11.2024): $U_{(3)}$ – жёлтый, $I_{(3)}$ – синий, $\varphi_{(3)}$ – розовый, $P_{(3)}$ – голубой, $Q_{(3)}$ – зелёный, $K_{U(3)}$ – фиолетовый.

Разработано техническое задание на развитие метрологически незначимой части программного обеспечения приборов BINOM3 в части обработки и оформления результатов измерений для обеспечения автоматизированного контроля эмиссии гармоник тока в точке измерений с целью распределения ответственности между электросетевой организацией и потребителем по компенсации гармонических искажений, вносимых в сеть, сверх установленных значений

Список источников.

1. Коверникова Л.И. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л.И. Коверникова, В.В. Суднова, Р.Г. Шамонов и др.; отв. ред. Н.И. Воропай // Новосибирск: Наука, 2017. – 219 с.
2. Васильева О.А., Попов М.Г., Шахова М.А., Валеева Е.Ю., Марковская Ю.А. Анализ качества электрической энергии в системе электроснабжения с преобладающей импульсной нагрузкой // Электричество. 2024. № 2. С. 67-75.
3. ГОСТ 72176-2025 Электромагнитная совместимость. Нормы гармонических составляющих и составляющих обратной последовательности тока в сетях общего назначения среднего и высокого напряжения: введен в действие с 01.08.2025 г. Приказом Росстандарта от 03.07.2025 г. N 673ст). – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1313302894> (дата обращения 30.07.2025).

МЕЖДУНАРОДНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОВАЛОВ НАПРЯЖЕНИЯ СИСТЕМ БЕРЕГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СУДОВ

Смыков Юрий Николаевич

Старший преподаватель, e-mail: sws1007@mail.ru

Горелов Сергей Валерьевич

Профессор, д.т.н , e-mail: sergeygorelov1970@mail.ru

Сибирский государственный университет водного транспорта, г Новосибирск

В статье рассмотрены вопросы контроля, мониторинга и обеспечения качества электрической энергии при электроснабжении автономных энергосистем мобильных объектов, в том числе плавучих инженерных сооружений. Представлены экологические, экономические и технические аспекты функционирования электропередачи «берег - судно». Рассмотрены пути развития и повышения качества функционирования электропередачи «берег - судно» , с учётом международного опыта. Предложена концепция международной классификации провалов напряжения для систем берегового электроснабжения судов, во время стоянки в акватории порта.

АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С ПОМОЩЬЮ КОНТРОЛЬНЫХ КАРТ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ БРАКА ПРОДУКЦИИ

Фитасов Анатолий Николаевич

*Зав. лабораториями, ст. преподаватель каф. ЭССЭ, e-mail: t7ce@yandex.ru,
Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева,
Нижний Новгород*

Куликов Александр Леонидович

Доктор технических наук, профессор каф. ЭССЭ, e-mail: inventor61@mail.ru

Севостьянов Александр Александрович

Кандидат технических наук, доцент, Зав. каф. ЭССЭ, e-mail: sevosaa@gmail.com

Анализ проведенных исследований, выполненных в рамках оценки качества электроэнергии (КЭ) в России и за рубежом [1,2,3] показал, что причинами наиболее частых нарушений параметров, характеризующих показатели качества электрической энергии (ПКЭ), являются режимы работы технологического оборудования промышленных предприятий [1,2].

Снижение КЭ в тоже время оказывает негативное влияние на надежность функционирования оборудования самих предприятий. Такое негативное влияние может проявиться как в незначительном отклонении режимных параметров работы технологического оборудования, так и может сопровождаться большими финансовыми издержками, обусловленными выходом из строя оборудования или браком продукции.

Для контроля ПКЭ и выявления искажений КЭ, согласно ГОСТ 30804.4.30, определена минимальная продолжительность измерений ПКЭ, составляющая одну неделю. Для случайных событий изменения ПКЭ (провалы напряжения, перенапряжения, прерывания напряжения), длительность измерений может достигать до одного года. Указанные положения ГОСТ 30804.4.30 не позволяют оперативно реализовывать технические мероприятия по приведению ПКЭ к допустимым уровням, что вызывает появление брака продукции или ее недоставку в результате снижения КЭ.

Для оперативного реагирования на значительные отклонения ПКЭ и предотвращения ущерба предприятию при анализе КЭ предлагается применение методов статистического контроля, получивших широкое распространение для оценки качества выпускаемой продукции. Наиболее известными методами, используемыми при управлении качеством производства, являются контрольные карты, карты выборочного контроля, карты Шухарта, диаграммы Парето и другие.

Проведенный анализ показал, что контрольные карты Шухарта используются в различных отраслях [2,3,4], однако, применение данного метода в системах электроснабжения промышленных предприятий, для анализа КЭ, авторам не известно.

С целью оперативного управления КЭ для систем мониторинга авторами предлагается применение метода контрольных карт Шухарта, позволяющего минимизировать брак или недоставку продукции из-за отклонений ПКЭ от допустимых значений.

Рассмотрим применение контрольных карт на примере оценки несимметрии напряжения в системе электроснабжения промышленного предприятия. Для значений коэффициента несимметрии напряжения нулевой последовательности, реализуем операцию выборочного контроля, позволяющую принять решение о допустимости показателя в условиях ограниченной

выборки. При анализе используются, как правило, парные контрольные карты. Целесообразно применение карты «средних» (X-карта) и карты «разброса» (R-карта). Для примера на рис. 1 приведена контрольная карта «средних» (X-карта) для значений коэффициента несимметрии напряжения нулевой последовательности K_{U0} .

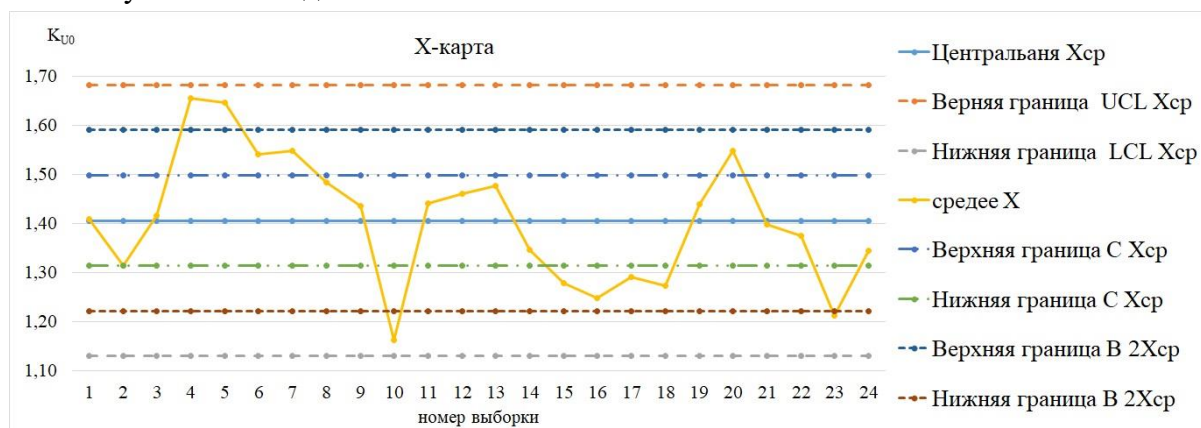


Рис. 1. X-карта коэффициента несимметрии напряжения нулевой последовательности K_{U0}

Анализ контрольной карты проводился в два этапа. Первый этап заключался в анализе выхода точек карты за верхние и нижние границы, значения $UCL_{Хср}$ и $LCL_{Хср}$. Второй этап, анализа осуществлялся по восьми признакам [3,4], которые указывают на наличие особых причин отклонений ПКЭ. Проведенный анализ показал, что выход значений за допустимые границы отсутствует. Однако второй этап анализа выявил появление признаков №2 и №3 [4] на X-карте (рис.1), свидетельствующих о возможности выхода показателя за допустимые границы. Таким образом необходима реализация процедуры учащенного контроля анализируемого ПКЭ для реализации в режиме реального времени комплекса мероприятий для его возвращения в допустимые пределы.

Таким образом, применение контрольных карт Шухарта для оперативного реагирования на отклонение ПКЭ и предотвращение брака продукции является перспективным. Использование такого метода открывает возможности его применения не только для анализа ПКЭ в соответствующих системах мониторинга, но также для анализа и прогнозирования режимов работы электрической сети в режиме реального времени.

Список источников.

1. Вагин Г.Я., Куликов А.Л. Качество электрической энергии в системах электроснабжения. Анализ состояния методов нормирования и контроля // Электрические станции. - 2019. №6. С. 54-59.
2. Вагин Г.Я, Куликов А.Л., Севостьянов А.А. Фитасов А.Н. Применение контрольных карт для оценки статистических характеристик показателей качества электрической энергии в системах промышленного электроснабжения. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Материалы 93-его заседания семинара. В 2-х книгах. Том Выпуск 72. Книга 2. Отв. редактор Н.И. Воропай. Иркутск, 2021.
3. Фитасов А.Н. Контрольные карты при мониторинге качества электрической энергии в системах промышленного электроснабжения/А.Н. Фитасов А.Н., С.А. Петрицкий, А.М. Мамонов. //Интеллектуальная электротехника. -2024. - № 1. с. 46-57

4. Солонин С. И. Метод контрольных карт: учебное пособие : [Электронное текстовое издание] / С. И. Солонин; ; М-во образования и науки Российской Федерации, Уральский федеральный университет. – Екатеринбург, ЦНОТ ИТОО УрФУ, 2014. – 213 с.

О НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ НАЦИОНАЛЬНОГО СТАНДАРТА, УСТАНОВЛИВАЮЩЕГО МЕТОДЫ АНАЛИЗА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Драко Михаил Александрович,
заведующий ЭТЛ ОУКЭ, e-mail: drako.mikhail@mail.ru, m.drako@bessp.by;

Мойсеенко Олег Альбертович,
заместитель заведующего ЭТЛ ОУКЭ

Колик Вячеслав Романович,
начальник ОУКЭ РУП “Белэнергосетьпроект”, Минск, Республика Беларусь

Необходимость разработки Национального стандарта, устанавливающего методы анализа качества электрической энергии, возникла в связи с введением в действие в Республике Беларусь в 2016 году ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», ГОСТ 30804.4.7-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств», ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии», ГОСТ 33073-2014 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». При этом за девять лет изменились требования в области показателей и норм качества электроэнергии, методов и точности измерения показателей качества электроэнергии, а также в области контроля качества электроэнергии.

Действующий в Республике Беларусь на момент подачи аннотации Технический кодекс установившейся практики (ТКП) 183.2-2009 «Методические указания по контролю и анализу качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электроэнергии» (ТКП 183.2) требованиям вышеперечисленных стандартов не соответствует. Также требуется доработка методологии в части вопросов метрологии и обработки результатов измерений с учетом установившейся практики и накопленного в стране опыта практического применения ТКП 183.2.

Объектом стандартизации является измерение параметров электрической энергии и показателей качества электрической энергии, а также исследование полученных результатов измерений.

Необходимый к разработке стандарт должен устанавливать методы анализа качества электрической энергии, применяемые при выявлении причин несоответствия требованиям ГОСТ 32144, а также порядок проведения работ при анализе качества электрической энергии, в том числе требования к необходимым измерениям.

Статья посвящена вопросам разработки, согласования и прохождения метрологической, нормативно-технической, юридической экспертизы планируемого Национального стандарта.

УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ СОЗДАТЬ УСЛОВИЯ ДЛЯ СПРОСА И ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИЙ

Чернов Дмитрий Владимирович

Руководитель проектов, e-mail: dmitry.v.chernov@mail.ru

ООО ЧКД ЭЛЕКТРОПРОМ, г. Москва

Управление качеством электрической энергии является важной неотъемлемой частью любого предприятия по энергообеспечению (энергоснабжению). Ведь основными задачами последнего являются поставка энергии с требуемой надежностью, допустимого качества, с наибольшей эффективностью.

В настоящее время с точки зрения рыночного развития система обеспечения качества электрической энергии находятся на паузе, что не способствует поддержанию необходимых смежных отраслей, внедрению инноваций, повышению конкурентоспособности как самой электроэнергетики, так и потребителя (пользователя).

Здесь приведены некоторые актуальные вопросы, ответы на которые помогли бы снять барьеры в функционировании отраслей и институтов, связанных с управлением качеством электрической энергии, и заложить основы для их инновационного развития.

Для растущего, рентабельного, привлекательного рынка, связанного с управлением качеством электроэнергии, мешает отсутствие условий спроса на услуги по обеспечению, улучшению качества электрической энергии и даже ликвидации последствий их отклонений.

Электрическая энергия является товарной продукцией, которая обладает, в том числе обладающая следующими специфическими свойствами:

- фактологичность, потребитель оплачивает товар только по факту использования и независимо от его качества,
- невозвратность, поэтому невозможно применение гарантийных обязательств,
- взаимное влияние параметров, определяющих качество электрической энергии, со стороны потребителя и поставщика.

Электрическая энергия как товар, являются предметом торговых операций, условия которых определяются Договором поставки электрической энергии, как правило, между энергосбытовой организацией и потребителем (пользователем). Требования к качеству товара должны быть предметом такого договора.

Указанные договора относятся к договорам купли-продажи и в соответствии с Гражданским Кодексом РФ, ст. 469, ответственность за качество товара несет поставщик (продавец). На практике найти в существующих таких договорах ответственность за качество поставленного товара практически невозможно, в лучшем случае есть отсылка к энергоснабжающей организации.

Договор технологического присоединения, между энергоснабжающей организацией и будущим потребителем (пользователем) электрической энергией, также определяет качество электрической энергии, но косвенным образом. Его предметом являются услуги по обеспечению сопряжения (совместимости) параметров электрической цепи потребителя и энергоснабжающей организации. Сама энергия как товар здесь не используется. Указанный договор по своей сути не гарантирует необходимое качество электроэнергии в течение всего цикла пользования энергией.

Правила пользования электрической энергией имеют отсылку к рассмотренным здесь договорам, а также снимают некоторые вопросы, связанные с управлением качеством электрической энергией. В то же время положения Правил пользования электрической энергией не устраняют ключевые противоречия, связанные с особенностями энергии, как товара, а также с действующим законодательством. Кроме того, отклонения в качестве электрической энергии могут иметь характер случайного события с разными последствиями, что может привести к определению ответственности, но этот вопрос не регулируется не одним приведенным здесь документом.

Следствием этого является то, что возникающие проблемы в области управления качеством электрической энергии не имеют законченного решения в виде формирования условий спроса на услуги обеспечения качества электрической энергии.

Устранение указанных противоречий и барьеров в сфере управления качеством электрической энергии возможно при наличии более четкого толкования и единого регулирования. Хорошим примером здесь являются правила Инкотермс.

Задачи электроснабжения, в том числе в части управления качеством электроэнергии, требуют своих решений в сфере технологических процессов электроэнергетики.

Современные тенденции в использовании электрической энергии, в технологиях производства, передачи и распределения, потребления электрической энергии, побуждают к необходимости изменений в самом понятии качества электрической энергии и методологии его сопровождения.

Силовая электрическая цепь изменяется под действием следующих факторов:

- рост применения активных элементов,
- увеличивающаяся роль постоянного тока,
- возрастание доли мульти-гармонических составляющих,
- более неоднородный контур с разной линейностью участков.

Современная система обеспечения качества электрической энергии, а также расчет и построение энергобаланса в системе, основаны на стремлении к идеальной частоте основной гармоники, на наличии стабильного системного узла большой мощности, исключение потерь в сопротивлении пассивных элементов.

Система управления качеством электрической энергии в своем развитии подходит к качественным изменениям, которые требуют создания и внедрения дополнительной и новой нормативной базы, создания новых расчетных моделей, что необходимо как для систем с малыми, так и с большими мощностями.

Обеспечение качества электрической энергии должно быть необходимым атрибутом на границах изменения (преобразования) в силовой цепи, в отличие от настоящего – на границах балансовой принадлежности.

Все это должно быть предметом новой главы Правил Устройств Электроустановок.

Список литературы.

1. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (EN 50160:2010)

2. Министерство Энергетики РФ. Приказ № 690 от 28.08.2023. Об утверждении требований к качеству электрической энергии, в том числе к распределению обязанностей по его обеспечению между субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.
3. Гражданский Кодекс РФ, 2025.
4. Правила Пользования Электрической Энергией, 2025
5. Правила Устройств Электроустановок, 2025
6. Системный подход к обеспечению качества электрической энергии при ее производстве, передаче, распределении и потреблении. В.Э. Воротницкий, Г.Б. Лазарев Л.И. Коверникова, Д.В. Чернов. ЭНЕРГЕТИК, 2024, №5
7. Качество электрической энергии. Методические указания по дипломному проектированию. Д.А. Арзамасцев, А.А. Паин, Свердловск, УПИ, 1990, 29 с.

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ПРЕОБЛАДАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ: МЕТОДЫ ФОРМИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОБАЛАНСОМ

Чернов Дмитрий Владимирович

*Руководитель проектов,
e-mail: dmitry.v.chernov@mail.ru ООО ЧКД ЭЛЕКТРОПРОМ, г. Москва*

Энергопереход — это не только совершенствования в способах преобразования и использования энергетических ресурсов в жизнедеятельности человека,

Энергопереход — это также сочетание решений и внедрений в построение и в управление энергетическим балансом, связанных с изменением источников для производства энергии, технологий производства энергии, началом использования новых видов энергии,

Начало текущего энергоперехода прежде всего привязано к внедрению и распространению возобновляемых естественных источников энергии. Логично признать то, что настоящий энергопереход должен иметь окончание в виде преобладающего использования возобновляемых источников энергии и соответствующему их использованию методу формирования и управления энергетическим балансом, который включает его расчет, оценку, достижение, поддержание, и понимание направлений ликвидации последствий его отклонения.

Критерии энергетического баланса— это доступность, достаточность, и непрерывность энергии в точке ее потребления. Критерии энергобаланса обеспечиваются:

- технологической составляющей через процессы производства, передачи, распределения, потребления, хранения энергии,
- экономической составляющей через коммерческую деятельность и куплю-продажу энергии.

Современное представление о формировании и управлении энергобалансом, как правило, основано на том, что узлы производителя энергии (генерации) и потребителя (пользователя) объединены и одновременно отделены энергетической системой. Энергобаланс формируется на уровне энергосистемы. Технологическим критерием баланса в энергосистеме является ее частота. Достижение энергобаланса в точке потребления находятся в области решений и режимов по передаче и распределению энергии от узла генерации, при обязательном наличии системного узла большой мощности

При намерении достичь целей этого энергоперехода, и при высокой доле возобновляемых источников энергии в энергобалансе, необходимо быть готовым к качественным изменениям в энергетике, в том числе в способах формирования и управления энергобалансом.

Во-первых, существующая система управления энергобалансом не позволяет преимущества, которые свойственны возобновляемым источникам энергии. Преимущество возобновляемых источников энергии заключается в их возможности производства необходимой энергии в точке ее потребления. Во-вторых, массовое применение возобновляемых источников энергии требует устранения их недостатков, связанных с их

стихийностью, или ограниченной возможностью обеспечить стабильную (гарантированную) выработку необходимой мощности в заданный период времени.

Вероятно, методы построения и управления энергобалансом, появление которых станет результатом этого энергоперехода, должны быть основаны на том, что потребитель должен самостоятельно уметь формировать свой энергобаланс, прежде всего выбором источников генерации в месте потребления. При этом такие потребители могут быть объединены связями в систему для выполнения функций обмена энергией, что также будет являться предметом поддержания энергобаланса в узлах.

В новой концепции энергетическая система – это набор узлов, каждый из которых имеет свой энергобаланс и обеспечен связями с подобными узлами. В основе новой модели энергообеспечения ключевую роль играет энергетический узел, представляющий собой совокупность устройств генерации, потребления, хранения, со своим управляемым балансом энергии. Энергосистема здесь— это отношения между множеством (а также подмножеством) собственников энергетических узлов и их балансов, которые достигаются технологическими и коммерческими средствами. Эффективное управление собственным балансом зависит от правильности выбора установленной мощности и источников производства энергии в месте потребления, а также от способности купить-поставить недостающую мощность и продать-отправить избыточную мощность в любой момент времени.

Изменения в составляющих расчетной модели и в критериях энергобаланса:

- Метод управления энергобалансом – от энергосистемы к энергоузлу,
- Прогноз (планирование) потребления и генерации - владелец энергобаланса,
- Критерий энергобаланса – от частоты сети к нулевому дисбалансу мощности,
- Системный узел большой мощности - без наличия узла большой мощности,
- Активная и реактивная составляющие в зависимости от рода тока
- Потери энергии минимизированы
- Передача и распределение энергии – внешняя функция для владельца энергобаланса,
- Контур с наличием пассивных и активных элементов,
- Проверка на динамическую и статическую устойчивость без изменений.

Принятие более совершенных методов формирования энергобаланса в экономических системах с растущей составляющей или преобладающим использованием возобновляемых источников энергии является важной задачей для экономического развития и энергетической безопасности, и позволит:

- более рационально использовать энергетические ресурсы,
- довести преимущества и ценности возобновляемых источников энергии до потребителя,
- нивелировать недостатки возобновляемых источников энергии,
- уменьшить вероятность и сгладить последствия энергетических кризисов.

В настоящем энергобаланс поддерживается в энергосистеме, в будущем энергобаланс достигается в энергоузле.

Список литературы.

1. Модели развития электроэнергетических систем: учебное пособие/ С. С. Ананичева, П. Е. Мезенцев, А. Л. Мызин. – Екатеринбург: УрФУ, 2014. – 148 с.
2. Разработка режимов энергосистемы. Учебное пособие/ Д.А. Арзамасцев, В.Н. Казанцев – Свердловск, УПИ им. С.М. Кирова, 1985, 72 с.
3. Оптимизационные модели развития электрических сетей энергосистем. Учебное пособие/ Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес – Свердловск, УПИ им. С.М. Кирова, 1987, 72 с.
4. Резервы мощности в электроэнергетических системах. Учебное пособие/ В.П. Обоскалов – Свердловск, УПИ им. С.М. Кирова, 1989, 92 с

УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С НЕСИММЕТРИЧНЫМИ И НЕЛИНЕЙНЫМИ НАГРУЗКАМИ

Федосов Денис Сергеевич

канд. техн. наук, зав. каф. электрических станций, сетей и систем, fedosov_ds@bk.ru

Тигунцев Степан Георгиевич

канд. техн. наук, доц. каф. электрических станций, сетей и систем, stiguncev@yandex.ru

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск

В системах электроснабжения мощных несимметричных и нелинейных нагрузок (электролизёры алюминиевых заводов, дуговые сталеплавильные печи, тяговая нагрузка железных дорог и др.) и в прилегающих к ним электрических сетях всех классов напряжения наблюдается систематическое многолетнее превышение допустимых норм несимметрии и несинусоидальности напряжений по ГОСТ 32144-2013. Эти искажения напряжения вызывают экономический ущерб, связанный с преждевременным выходом из строя оборудования, увеличением потерь электроэнергии, неправильным срабатыванием релейных защит и т. д. При этом отсутствуют законодательно утверждённые методики:

- взаимодействия энергоснабжающих организаций (ЭСО) и потребителей в условиях нарушения норм качества электроэнергии (КЭЭ);
- определения характера нагрузок потребителя (искажающая, неискажающая, смешанная) по каждому показателю качества электроэнергии (ПКЭ) и оценки вклада отдельных потребителей в искажение напряжения;
- применения механизма штрафов для потребителей с искажающими электроприёмниками и компенсаций для потребителей с неискажающими нагрузками.

Также отсутствуют примеры внедрённых программно-аппаратных решений, способных в реальном времени определять вклад отдельных нагрузок в искажение ПКЭ.

Для решения указанных задач авторами предлагаются:

- способ оценки влияния нагрузок потребителей и ЭСО на качество электроэнергии (в части несимметрии и несинусоидальности напряжений). Способ основан на принципе автономности: воздействие каждого потребителя и ЭСО на КЭЭ зависит только от их собственных нагрузок. Используются специальные алгоритмы обработки измеряемых токов и напряжений, что позволяет определять параметры нагрузок без искусственного изменения режима сети;
- прототип программно-аппаратного комплекса (ПАК), предназначенного для измерения параметров режима и оценки влияния потребителей и ЭСО на КЭЭ в реальном времени;
- механизмы взаимодействия ЭСО и потребителей, включающие систему штрафов за искажения напряжения и компенсаций неискажающим потребителям за использование электроэнергии неудовлетворительного качества;
- методические рекомендации по анализу несимметрии и несинусоидальности напряжений для последующего изменения законодательства в сфере КЭЭ;

- способ определения параметров и управления симметрирующими, симметро-компенсирующими и фильтро-симметро-компенсирующими устройствами в режиме реального времени.

В числе прочих работ авторов зарегистрированы и опубликованы:

- способ оценки влияния потребителя на искажения напряжения [1];
- программный модуль для оценки влияния нагрузок потребителей на КЭЭ [2];
- ряд статей в рецензируемых изданиях [3, 4, 5].

Предложенная методика расчёта ущербов и компенсаций, связанных с низким КЭЭ, и механизмы их возмещения обосновывают необходимость внесения изменений в законодательные акты, регулирующие отношения между ЭСО и потребителями в области КЭЭ. Предлагаемый ПАК может быть использован для формирования доказательной базы при расчёте ущерба и для стимулирования потребителей к снижению эмиссии гармоник и несимметрии. По данным [6], ежегодный ущерб от неудовлетворительного КЭЭ в России оценивается в 2 трлн. руб. Внедрение предлагаемых решений позволит снизить эти потери.

Таким образом, предлагается решение актуальной проблемы управления КЭЭ в условиях нелинейных и несимметричных нагрузок. Предложенные способы, методики и ПАК позволяют обеспечить объективность контроля КЭЭ, разграничить ответственность ЭСО и потребителей, повысить надёжность работы и снизить экономические потери в энергосистемах в целом.

Список источников

1. Патент № 2627195 С1 РФ, МПК G01R 21/00. Способ оценки влияния потребителя на искажение напряжения в точке общего присоединения : № 2016142222 : заявл. 27.10.2016 : опубл. 03.08.2017 / А. Н. Висящев, Д. С. Федосов ; заявитель ФГБОУ ВО «ИРНИТУ».
2. Свидетельство №2014614322 РФ. Программный модуль для определения параметров потребителя и оценки его влияния на качество электрической энергии: св-во о гос. регистрации программы для ЭВМ / А. Н. Висящев, Д. С. Федосов; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «ИРНИТУ». – №2014611907; заявл. 05.03.2014; зарегистр. 22.04.2014.
3. Висящев А.Н., Федосов Д.С. Оценка влияния потребителей на искажение напряжения в электрической сети // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 3(48). – С. 46-51.
4. Шеркунков М.А., Тигунцев С.Г. Метод совместной компенсации реактивной мощности, симметрирования нагрузки и фильтрации токов гармоник несимметричной нелинейной нагрузки, соединенной в треугольник // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – 2020. – Т. 13, № 4. – С. 455-461.
5. Тигунцев С.Г., Турдиев А.Т., Ахмедов С.Б. Исследование методики оценки вклада участников электроснабжения в качество электрической энергии // Электрические станции. – 2020. – № 6(1067). – С. 29-34.
6. Воронин В.А., Лебедев Г.М. Об экономическом ущербе от снижения качества электроэнергии и источниках его возникновения // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2016. – № 3. – С. 79-84.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИНТЕГРАЦИИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 110-750 КВ С УЧЕТОМ ТЕХНИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ

Коновалов И. А.

аспирант, ik.2400@mail.ru

Коновалова Д. А.

аспирант, darya.shagdyr@mail.ru

Иркутский исследовательский национальный технический университет, г. Иркутск

В статье рассматриваются технические аспекты интеграции фотоэлектрических систем в электрические сети высокого напряжения (110-750 кВ). Основное внимание уделяется проблемам, возникающим при внедрении крупномасштабных солнечных станций в энергосистему, включая вопросы устойчивости работы, качества электроэнергии и управления выработкой.

Исследуются ключевые факторы, влияющие на успешную интеграцию фотоэлектрических установок: размер и расположение станций, тип ресурсов, наличие резерва в системе, методы диспетчеризации и компенсации реактивной мощности. Особое внимание уделяется проблемам стабильности напряжения, частоты и качества электроэнергии при подключении солнечных станций.

Авторы анализируют влияние погодных условий на работу фотоэлектрических систем, рассматривая как глобальные (изменение положения солнца), так и локальные факторы (движение облаков). Показано, что географическое разнообразие расположения солнечных станций способствует сглаживанию колебаний выходной мощности.

В работе подчеркивается необходимость разработки единых международных стандартов для крупномасштабных фотоэлектрических установок, что позволит производителям создавать универсальное оборудование. Также отмечается важность комплексного подхода к решению проблем стабильности энергосистемы при высокой доле солнечной генерации.

Результаты исследования могут быть полезны для разработчиков энергетических систем, специалистов в области возобновляемой энергетики и лиц, принимающих решения в сфере энергетического планирования.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, фотоэлектрические системы, солнечная генерация, распределительные сети, солнечные панели, возобновляемая энергия.

Список источников

1. Электронный ресурс: https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_power_in_Florida
2. Электронный ресурс: <https://www.dailymail.co.uk/news/peoplesdaily/article-5900829/China-building-worlds-largest-solar-park-thats-five-times-size-Manhattan.html>
3. Электронный ресурс: <https://www.exaputra.com/2023/04/huanghe-hydropower-golmud-solar-park.html>

4. Rakibuzzaman Shah, N. Mithulananthan, R.C. Bansal, V.K. Ramachandaramurthy. A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration. Renewable and Sustainable Energy Reviews,ISSN 1364-0321,
5. Shah R, Mithulananthan N, Bansal R, Lee KY, Lomi A. Influence of large-scale PV on voltage stability of sub-transmission system. (Mar.). Int J Electr Eng Inf 2012;4(1):148

УЧЕТ ФАКТОРА НАДЕЖНОСТИ ПРИ МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОМ ВЫБОРЕ СОСТАВА ОБОРУДОВАНИЯ ГИБРИДНОГО ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА

Северина Яна Дмитриевна,
аспирант, e-mail: yan.sewerina2910@yandex.ru

Шакиров Владислав Альбертович
к.т.н., с.н.с., e-mail: shakirov@isem.irk.ru
ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

В настоящее время значительная часть территории России находится в зоне децентрализованного электроснабжения в связи с низким уровнем развития энергетической и транспортной инфраструктуры и рассредоточенностью большого количества потребителей малой мощности. Для повышения эффективности электроснабжения потребителей на таких территориях целесообразно использовать гибридные энергокомплексы (ГЭК), в состав которых входят генерирующие установки, функционирующие на органическом топливе, а также возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и накопители.

Создание ГЭК сопряжено с необходимостью решения оптимизационной задачи, в рамках которой требуется определить оптимальный состав и мощность генерирующего оборудования, емкость накопителей энергии с учетом технико-экономических и экологических критериев, в том числе критерия надежности электроснабжения потребителей. В большинстве исследований по выбору состава оборудования ГЭК проводится однокритериальный анализ, который не позволяет полноценно учесть факторы надежности, экологии. В исследованиях, предлагающих многокритериальные подходы, фактор надежности представлен в виде оценки недоотпуска электроэнергии по причине продолжительного отсутствия возобновляемых ресурсов и невозможности покрытия дефицита традиционными управляемыми энергоисточниками и накопителями энергии. При этом в практике создания ГЭК мощность управляемых традиционных энергоисточников, например, дизель-генераторов, как правило, выбирается достаточной для покрытия максимума нагрузки. Кроме того, в таких работах не учитывается неопределенный характер электрических нагрузок и профиля генерации ВИЭ.

В данном исследовании для решения многокритериальной оптимизационной задачи выбора состава оборудования ГЭК используется двухуровневый подход, в рамках которого происходит формирование множества Парето-оптимальных конфигураций ГЭК генетическим алгоритмом с недоминируемой сортировкой II (NSGA-II), а на нижнем уровне проводится моделирование функционирования каждой конфигурации, что позволяет оценить каждый вариант решения по ряду критериев [1]. Выбор наиболее эффективной альтернативы из данного множества производится с использованием метода TOPSIS (метод упорядоченного предпочтения через сходство с идеальным решением) [2].

Для моделирования функционирования энергокомплекса с целью вычисления значения целевой функции каждого критерия и проверки его степени соответствия условиям оптимизации использовалось имитационное моделирование. В состав модели вошли ветровая (ВЭС) и солнечная (СЭС) электростанции, а также аккумуляторные батареи (АКБ) для накопления

избыточной энергии ВИЭ и дизельная электростанция (ДЭС) для повышения надежности электроснабжения потребителей [3].

В данном исследовании многокритериальная оптимизация производилась с учетом четырех критериев: нормированная стоимость электроэнергии (LCOE), недоотпуск электроэнергии, избыток генерации электроэнергии от ВИЭ и расход топлива.

Для исследования влияния фактора надежности на выбор состава оборудования ГЭК расчет недоотпуска электроэнергии производился с учетом стохастического характера электрических нагрузок и отклонения климатических условий от расчетных. Также при оценке надежности была учтена вероятность отказов генераторов ДЭС, поскольку данный энергоисточник является резервным, который при низкой генерации ВИЭ, отказе ВИЭ или накопителей электроэнергии обеспечивает потребителей необходимым количеством электроэнергии. В составе ДЭС используется, как правило, несколько дизель-генераторов одного типоразмера для возможности их планового технического обслуживания и покрытия ими малой нагрузки. Анализ надежности функционирования генераторов ДЭС проводится на основе почасового расчета вероятностей отказа отдельных дизель-генераторов с учетом продолжительности их работы и использованием распределения Вейбулла. Распределение Вейбулла позволяет учесть убывающий, постоянный и возрастающий характер вероятностей отказов на различных стадиях жизненного цикла ДЭС. Использование метода Монте-Карло позволяет оценить математическое ожидание недоотпуска электроэнергии и продолжительности периодов с недоотпуском. Эти показатели могут быть включены в анализ при многокритериальной оценке различных конфигураций ГЭК.

В результате применения двухуровневого подхода к оптимизации состава оборудования ГЭК формируется множество Парето конфигураций с определенными мощностями генерирующего оборудования, количеством и единичной мощностью дизельных генераторов, емкостью аккумуляторных батарей. Окончательный выбор из множества осуществляется на основе многокритериальной оценки всех альтернатив методом TOPSIS. Исследование качества получаемых решений было проведено на примере поселений Тигильского района Камчатского края.

Таким образом, предложенный подход позволяет учесть влияние фактора надежности и других критериев на выбор состава оборудования ГЭК в условиях многокритериальности и неопределенности.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников

1. Mahmoud, Fayza S., Ahmed A. et al. Optimal sizing of smart hybrid renewable energy system using different optimization algorithms. Energy Reports, 2022., Vol.8, p. 4935–4956.
2. Ade Gafar Abdullah, Yusril Nurhikam et.al. CRITIC-TOPSIS Method: Design of hybrid renewable energy systems based on multi-criteria decision-making. International journal of electrical and computer engineering systems, 2024, Vol.15(8), p. 705-718
3. Северина Я.Д., Шакиров В.А. Оптимизация конфигурации гибридного энергокомплекса с использованием генетического алгоритма // IV Всероссийская с международным участием молодежная конференция «Бутаковские чтения». – г. Томск. – 2024 г. – С. 241-244.

ВЛИЯНИЕ МАЛОВОДНЫХ ПЕРИОДОВ НА ГАРАНТИРОВАННУЮ МОЩНОСТЬ АНГАРО-ЕНИСЕЙСКОГО КАСКАДА ГЭС

Бердников В.М., Осипчук Е.Н.

Аспирант, инженер-исследователь e-mail: berdvm98@gmail.com

ИСЭМ СО РАН, Иркутск

Работа Ангаро-Енисейского каскада ГЭС (АЕК) в значительной степени определяется притоком воды в водохранилищах и другими природообусловленными факторами, а также потребностей энергетической системы с учетом водохозяйственных ограничений [1]. В связи с многолетней и сезонной изменчивостью стока рек в бассейнах Ангары и Енисея возможны риски в надежной работе энергосистемы из-за ограниченного запаса воды в водохранилищах каскада ГЭС, особенно при прохождении максимального пика нагрузки в зимний период. Особые риски в работе энергосистемы возникают в маловодные периоды, когда средняя зимняя мощность каскада значительно снижается.

Для оценки надежности работы каскада в энергосистеме предлагается использовать два показателя средней зимней мощности W_g и W_{min} при $W(t) \geq W_g$, а в перебойные годы $W_{min} \leq W(t) < W_g$, где $W(t)$ – средняя зимняя мощность каскада для периода t (года); W_g – гарантированная зимняя мощность каскада; W_{min} – минимальная средняя зимняя мощность каскада. Величина средней зимней мощности должна выполняться в рамках нормативной обеспеченности 85-95%.

Величины W_g и W_{min} определяются задачей многокритериальной оптимизации для максимизации минимальной (перебойной) средней зимней мощности W_{min} с одновременной максимизацией гарантированной средней зимней мощности W_g для всех лет накопленной статистики притоков.

В ИСЭМ СО РАН реализована имитационная система «Гарант Каскад» [2] для моделирования режимов работы Ангаро-Енисейского каскада. На основе статистического временного ряда притока воды в оз. Байкал и воды в водохранилища был создан сценарий работы каскада с определением количественных величин минимальной зимней мощности W_{min} и гарантированной зимней мощности W_g .

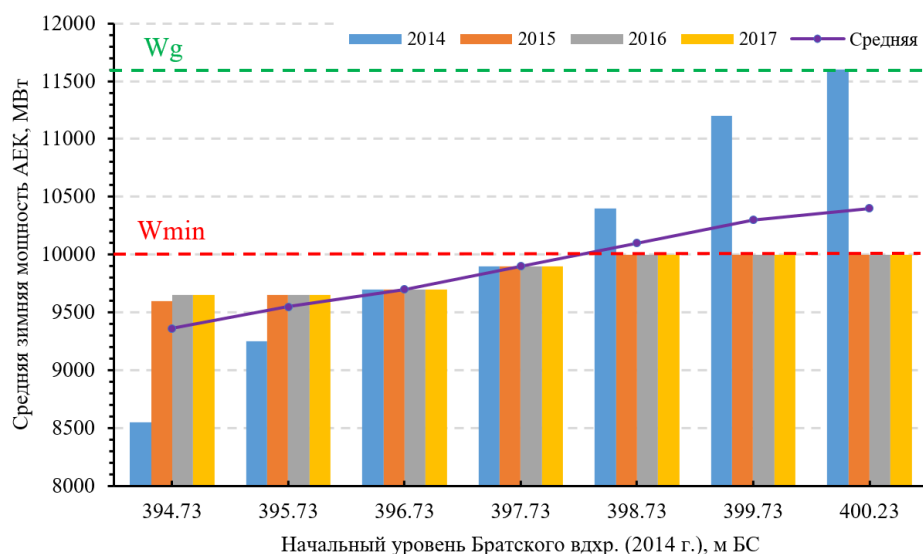


Рис. Средняя зимняя мощность АЕК в маловодный период 2014-2017 гг. при различном начальном уровне Братского водохранилища.

При исследовании маловодного периода 2014-2017 гг. было определено, что для обеспечения надежности работы каскада начальный уровень Братского водохранилища на начало зимнего периода должен составлять 398.73 м БС при котором величина минимальной зимней мощности АЕК составляет 10000 МВт, а гарантированная зимняя мощность - 11600 МВт с выполнением нормативной обеспеченности средней зимней мощности.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0003 рег. номер: AAAA-A21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2025 гг.

Список источников.

1. Никитин В.М., Абасов Н.В., Бережных Т.В., Осипчук Е.Н. Ангаро-Енисейский каскад ГЭС в условиях изменяющегося климата // Энергетическая политика, вып. 4, 2017. С. 62–71.
2. N.V. Abasov, V.M. Nikitin, E.N. Osipchuk. A System of Models to Study Long-Term Operation of Hydropower Plants in the Angara Cascade // Energy Systems Research. Vol.2. No.2. 2019. P.5-18. DOI: 10.25729/esr.2019.02.0001.

ПОСТРОЕНИЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МЕТОДОМ ИЗБЫТОЧНЫХ ПРОЕКТНЫХ СХЕМ

Кравец А.А., Стенников В.А., Пеньковский А.В.

*Младший научный сотрудник, e-mail: kravets@isem.irk.ru
ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск*

Масштабное развитие малой распределенной энергетики в теплоснабжающих системах (ТСС) на базе источников тепловой энергии малой мощности привели к активному развитию децентрализованного сектора теплоснабжения, снижению эффективности энергоснабжения потребителей теплом, теплофикации, завышенным расходом топлива на производство тепловой энергии, что в конечном счете может негативно повлиять на энергетическую безопасность страны. В этих условиях актуальной становятся задача поиска оптимального сочетания (объединения) систем централизованного и децентрализованного теплоснабжения на базе источников распределенной генерации тепловой энергии (РГТЭ), поиска оптимальных направлений их функционирования и развития, формирования новых централизованно-распределенных систем теплоснабжения потребителей на базе РГТЭ, которые должны быть сформированы на принципах клиентоориентированности и конкурентоспособности, отвечать требованиям энергетической эффективности, экономичности и надежности.

Для решения этой задачи требуется создание интегрированных централизованно-распределенных систем теплоснабжения с адаптивным управлением режимами их функционирования нового поколения, в которых потребитель имеющий РГТЭ приобретает новое свойство связанное с его «активизацией», т.е. предоставлении таким потребителям возможности самостоятельно управлять объемами получаемой и/или производимой тепловой энергии (активный потребитель), а также ее функциональными свойствами (качеством, надежностью и т.д.). В этих условиях появляется достаточно новый для теплоснабжения вид управления – управление спросом на тепловую энергию.

В настоящее время методологическое обеспечение процесса «активизации» потребителя в интегрированных централизованно-распределенных системах теплоснабжения в условиях действующей в России модели рынка тепловой энергии (модель «Единая теплоснабжающая система») фактически отсутствует. Это требует проведение новых исследований в этой области в которых должны быть решены вопросы по технологическим требованиям по подключению источников теплоснабжения активных потребителей к централизованным системам теплоснабжения, должны быть сформированы технические решения по компонентному составу системы теплоснабжения активных потребителей и управления ими, а также разработаны новые критерии оптимизации управления функционирования и развития централизованных систем централизованного теплоснабжения с учетом активных потребителей.

В теории гидравлических цепей для решения задач схемно-структурной оптимизации ТСС был разработан метод избыточных проектных схем, который зарекомендовал себя как один из подходов позволяющих определять места расположения новых источников, их тип, мощность, нагрузку в течении заданного периода и оптимизировать трассировку тепловых сетей отвечающей критерию минимальных приведенных затрат в ТСС. Данный подход может быть применен для построения интегрированных централизованно-распределенных систем

теплоснабжения с учетом специфики организации рынков тепловой энергии и критериев принятых решений по функционированию и развитию данных систем.

Благодарности.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0002) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников.

1. Dempe, S. Foundations of Bi-level Programming / S. Dempe // Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers. – 2002. – P. 320.
2. Каганович, Б.М., Сирик Л.А. О выборе диаметров труб развивающихся и реконструируемых тепловых сетей / Б.М. Каганович, Л.А. Сирик // Теплоэнергетика. – 1969. – № 3. – С. 65-68.
3. Подшивалова К.С. Использование приведенных фиктивных узлов и ветвей // Современные научные исследования и инновации. 2015. Ч.2 [Электронный ресурс].URL: <https://web.snauka.ru/issues/2015/02/47487> (дата обращения: 21.05.2025).

ФИЗИЧЕСКОЕ И ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА НЕСТАЦИОНАРНОГО КИПЕНИЯ НА МОДИФИЦИРОВАННОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Левин А.А.

д.т.н., зав. лаб., levin@isem.irk.ru

Хан П.В.,

К. ф.-м. н., с.н.с., polinakhan@isem.irk.ru

Чупин И.И.

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Процессы теплообмена, особенно связанные с фазовыми переходами, играют ключевую роль в теплоэнергетике и теплотехнике. Одним из наиболее эффективных механизмов теплопередачи является пузырьковое кипение, применяемое в промышленности для охлаждения высоко тепловыделяющих компонентов [1]. Теплообменные устройства должны обеспечивать безопасность и устойчивость к возможным нарушениям. Особую опасность представляет возникновение кризисов теплоотдачи, вызванных изменениями внешних условий, что может сопровождаться резким повышением температуры охлаждаемой поверхности.

В данной работе представлено сопоставление результатов численного моделирования с результатами экспериментального исследования нестационарного кипения восходящего потока воды на стальном нагревателе с цилиндрическими выступами, полученными методом лазерной эрозии. Целью данной работы является создание обобщенной модели теплоотдачи при пузырьковом кипении потока воды на вертикальной стальной поверхности с выступами цилиндрической формы [2]. При разработке модели, являющейся развитием подходов, изложенных в [2], были использованы замыкающие соотношения для плотности центров нуклеации, максимального диаметра пузырька, доли площади занятой паром и частоты нуклеации, полученные на основе экспериментов.

Данные о развитии кипения оптически фиксировались скоростной видеосъемкой с частотой 180 кГц и пространственным разрешением 5.5 микрон на пиксель. Съемка

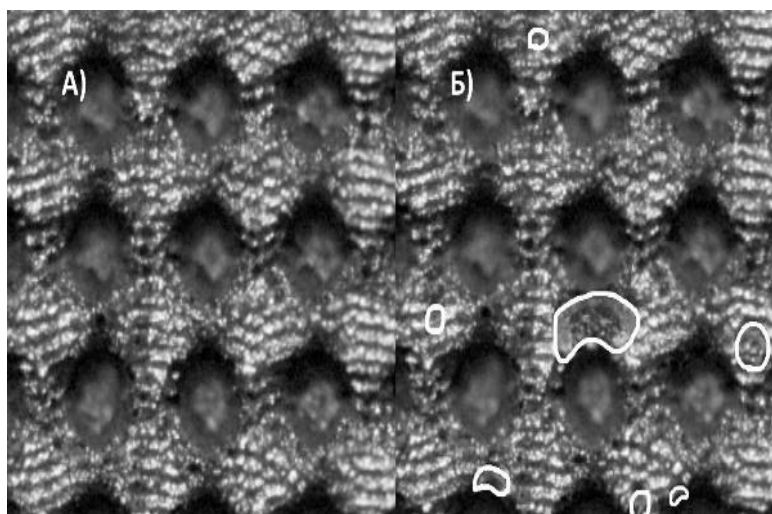


Рисунок 1. Видеокадры с поверхностью нагревателя до (а) и после (б) появления паровых пузырьков.

производилась перпендикулярно поверхности нагревателя через прозрачную кварцевую стенку канала. Разметка границ паровой фазы на видеокадрах осуществлялась в программах Phantom CV и LabelMe. За основу обработки было принято 11 опорных кадров, на которых динамика всех размеченных пузырьков была отслежена от момента их образования до схлопывания или слияния с другими паровыми пузырьками. На основе этих сведений были получены следующие характеристики пузырькового кипения: плотность центров парообразования, максимальный диаметр пузырька, доли площади занятой паром, время роста и жизни парового пузырька, а также частота нуклеации.

Для восстановления динамики поля температур в нагревателе и жидкости была построена модель в среде COMSOL Multiphysics. Задача решалась в нестационарной двумерной осесимметричной постановке (Рис. 2 а)). Цилиндрические выступы (Рис. 2 (b)) использованного в эксперименте нагревателя в такой модели заменяются кольцевыми канавками той же высоты и ширины, с тем же шагом по вертикали (Рис 2 (с)). Не отражая в полной мере трехмерную картину течения, такая модель, тем не менее, отражает основные особенности тепловых потоков от модифицированной поверхности в жидкость. Так, температура примыкающей жидкости к стенке жидкости и градиенты температур отличаются у основания выступа, на его боковой поверхности, и на вершине. А пузырьки, согласно данным видеосъемки (Рис. 1), располагаются в основании выступа. В работе обсуждаются результаты верификации модели на данных физического эксперимента.

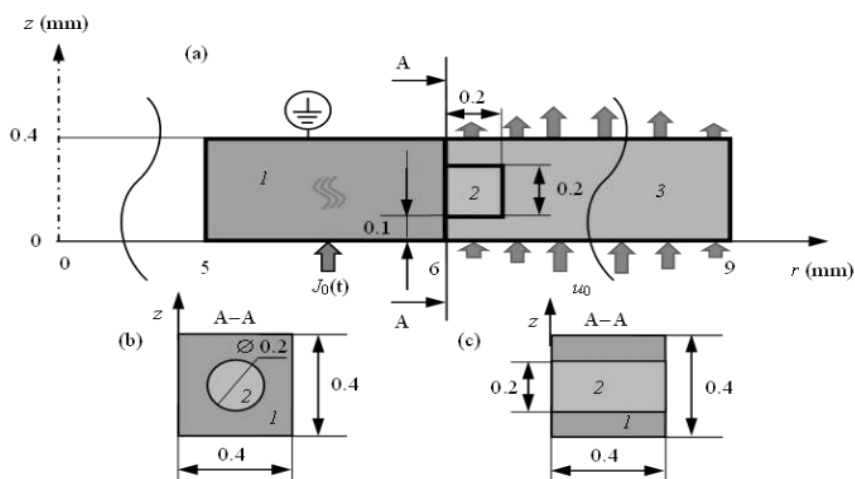


Рисунок 2. Область расчета. 1 – нагреватель, 2 – выступ на поверхности нагревателя, 3 – поток воды. (а) – осесимметричная расчетная модель; (б) – поверхность нагревателя в физическом эксперименте; (с) – поверхность нагревателя в осесимметричной модели.

Список литературы:

4. A. Kossolapov et al., The boiling crisis of water under exponentially escalating heat inputs in subcooled flow boiling at atmospheric pressure, *Int. J. Heat Mass Transf.*, Vol. 160, p. 120137, 2020.
5. A. Levin, P. Khan, Characteristics of nucleate boiling under conditions of pulsed heat release at the heater surface, *Applied Thermal Engineering*, 149, 1215–1222, 2019.
6. R. L. Judd and K. S. Hwang, A comprehensive model for nucleate pool boiling heat transfer including microlayer evaporation, *J. Heat Transfer*, Vol. 98, no. 4, pp. 623–629, 1976.

7. N. Kurul and M. Podowski, Multidimensional Effects In Forced Convection Subcooled Boiling, in Proceedings of the 9th International Heat Transfer Conference, Jerusalem, Israel, 1990.
8. П. В. Хан and А. А. Левин, Экспериментальное изучение влияния взаимодействия пузырьков на их характеристики при нестационарном кипении в потоке недогретой жидкости, Теплофизика и аэромеханика, Vol. 31, no. 2, pp. 339–345, 2024.
9. M. A. Amidu, S. Jung, and H. Kim, Direct experimental measurement for partitioning of wall heat flux during subcooled flow boiling: Effect of bubble areas of influence factor, Int. J. Heat Mass Transf., Vol. 127, pp. 515–533, 2018,
10. S. J. Kim and E. Baglietto, CFD study of a multi-phase subcooled flow boiling model and the evaluation of the model ' s predictive capability for boiling characteristics, Nuthos-11, pp. 1–15, 2016.

ВЫЯВЛЕНИЕ ФАКТОРОВ И АНАЛИЗ ИХ ВЛИЯНИЯ НА РЕЗУЛЬТАТЫ БАЛАНСИРОВАНИЯ УЗЛОВЫХ ФАЗНЫХ НАГРУЗОК В НИЗКОВОЛЬТНЫХ ТРЕХФАЗНЫХ ЧЕТЫРЕХПРОВОДНЫХ СЕТЯХ

Юдин Антон Юрьевич

Аспирант, e-mail: kkrilian@yandex.ru

Болоев Евгений Викторович

Канд. техн. наук, ст. науч. сотр., e-mail: boloev@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

В низковольтных трехфазных четырехпроводных сетях электроэнергия от распределительных трансформаторов с напряжением 6–35/0,4 кВ по воздушным и кабельным линиям, с применением древовидных магистрально-радиальных схем, передается однофазным и трехфазным потребителям. Из-за неравномерного подключения однофазных и трехфазных потребителей к узлам и различия спроса на электроэнергию у этих потребителей, в трехфазных сетях возникает фазный нагрузочный дисбаланс, который приводит к несимметрии напряжений в узлах, завышенным техническим потерям в сети и повышенным токовым нагрузкам в фазах на участках сети. Для снижения негативных последствий неравномерной загрузки фаз в трехфазной сети применяют балансирование узловых фазных нагрузок и/или используют устройства симметрирования нагрузок [1]. В работе рассматривается наименее затратный первый способ снижения нагрузочной несимметрии в сети путем переключения фаз потребителей и фидеров с одной фазы на другую, по возможности с максимально равномерной загрузкой каждой фазы на каждом участке сети по профилям нагрузок счетчиков потребителей интеллектуальной системы учета электроэнергии (ИСУЭ).

Задача балансирования узловых фазных нагрузок относится к классу задач комбинаторной оптимизации [2]. Исходными данными для решения этой задачи являются профили фазных электрических нагрузок (мощностей или токов) и напряжений потребителей, схема и параметры сети, а варьируемыми переменными – фазы подключения потребителей. Алгоритм балансирования узловых фазных нагрузок должен минимизировать потери энергии в сети, обеспечить наименьшие коэффициенты несимметрии напряжений у потребителей, выровнять токовые нагрузки в фазах на участках сети. Для решения задачи балансирования узловых фазных нагрузок используются точные алгоритмы, алгоритмы аппроксимаций и эвристические методы [2–4].

Результаты балансировки фазных нагрузок в узлах зависят от следующих факторов:

- набор исходных переменных, участвующие в балансировании;
- интервал осреднения в профилях нагрузок и напряжений счетчиков ИСУЭ;
- показатели, используемые для количественной оценки дисбаланса;
- выбор последовательности конфигурации подключения потребителей к фазам сети.

Проверка влияния этих факторов на результативность балансирования фазных узловых нагрузок проводилась на реальной распределительной сети. Балансирование фазных нагрузок основано на расчетах потокораспределения при варьировании конфигураций подключения потребителей к сети. По результатам определения модулей и фаз напряжений в узлах сети рассчитывали потери, токи в фазах и нулевом проводе на участках сети и количественные показатели дисбаланса. Для балансирования фазных узловых нагрузок следует использовать 15-

минутные профили, которые наилучшим образом выявляют стационарные режимы. Применение коэффициента неравномерности распределения нагрузки по фазам в узлах сети в алгоритме оптимизации, а так же последовательности конфигурации потребителей от узла с наибольшей нагрузкой к узлу с наименьшей нагрузкой позволило максимально снизить месячные потери электроэнергии в распределительной сети на 63% (с 35 Втч до 21 Втч, см. рисунок 1). При этом нагрузочная несимметрия токов (мощностей) в фазных проводах на участках сети не превышает 5% (см. рисунок 2).

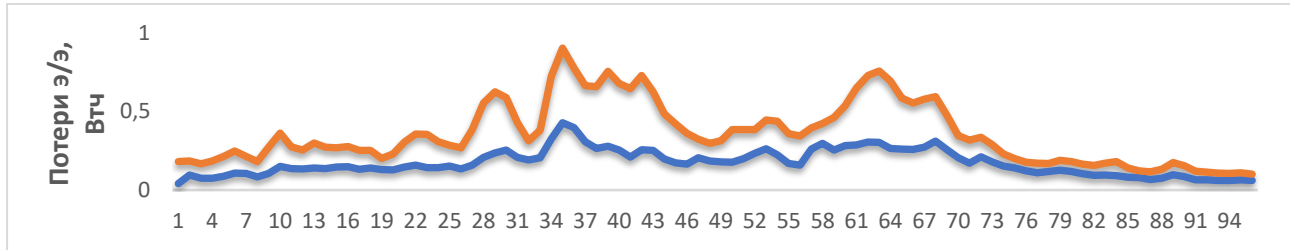


Рисунок 1 – Суточный график потерь электроэнергии фидера (красная кривая – потери до балансирования, синяя кривая – потери после балансирования)

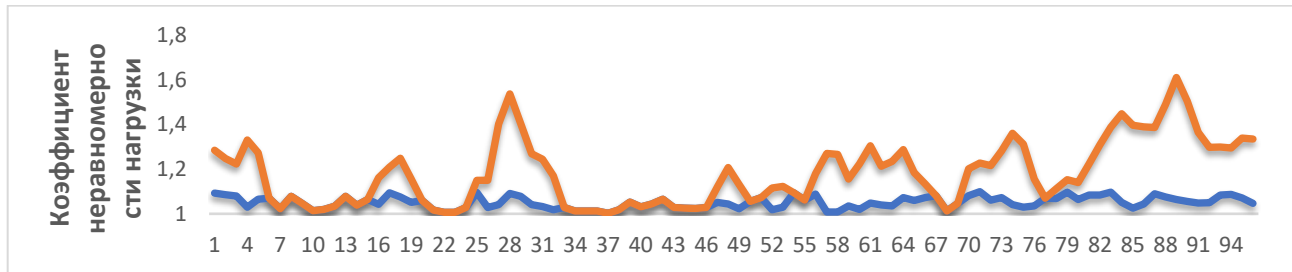


Рисунок 2 – Суточный график нагрузочной несимметрии (красная кривая – потери до балансирования, синяя кривая – потери после балансирования)

Ссылка на проект: Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников

1. Ma K., Fang L., Kong W. Review of distribution network phase unbalance: Scale, causes, consequences, solutions, and future research directions // CSEE Journal of Power and Energy Systems. 2020. Vol. 6. № 3. P. 479-488.
2. Wang K., Skiena S., Robertazzi T.G. Phase balancing algorithms // Electric Power Systems Research. 2013. Vol. 96. P. 218-224.
3. Vuluvala M. R., Saini L. M. Load balancing of electrical power distribution system: An overview // International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC), Thrissur. January 2018. P. 1-5.
4. Al-Kharsan I.H., Marhoon A.F., Mahmood J.R. Phase Swapping Load Balancing Algorithms, Comprehensive Survey / Iraqi Journal for Electrical And Electronic Engineering. 2019. Vol. 15. № 2. P. 40-49.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ФАЗ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СЧЕТЧИКОВ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО ИЗМЕРЕНИЯМ НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ МНОГОМЕРНОЙ ГАУССОВСКОЙ МОДЕЛИ И АЛГОРИТМА КЛАСТЕРИЗАЦИИ ОЖИДАНИЯ- МАКСИМИЗАЦИИ

Пузанов Игорь Алексеевич,

Аспирант ИСЭМ СО РАН, e-mail: ihorpuzanov@yandex.ru

Болоев Евгений Викторович,

Кандидат технических наук, с. н. с. ИСЭМ СО РАН, e-mail: boloev@mail.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

В низковольтных распределительных сетях для контроля и учета потребления электроэнергии потребителями используются интеллектуальные электросчетчики, которые являются частью интеллектуальной системы учета электроэнергии (ИСУЭ). Они устанавливаются на стороне низкого напряжения трансформаторной подстанции (ТП) и у потребителей. Счетчики измеряют текущие параметры режима и интервальные показания, в том числе фазные напряжения и активную мощность (энергию). Данная измерительная информация выступает в качестве исходных данных для решения многих важных задач, например: выявление хищений электроэнергии, балансировка фазных нагрузок потребителей, расчет потерь электроэнергии. Корректное решение данных задач возможно только при достоверно известных фазах подключения счетчиков.

При осуществлении ремонтных работ вследствие аварии в низковольтной сети, либо при замене счетчиков потребителей происходит вынужденное отключение счетчика на определенное время. Фазы подключения счетчиков до и после отключения могут отличаться.

В связи с тем, что информация об изменениях фаз подключения счетчиков потребителей не отслеживается эксплуатационным персоналом а сами счетчики не имеют устройств автоматической идентификации фаз подключения к сети, необходимо после каждого отключения счетчиков решать задачу определения новой фазы их подключения. Эту задачу принято называть фазовой идентификацией (ФИ) [1].

В работе решается задача ФИ при переключениях счетчиков в сети. В имеющихся исходных данных (реальные измерения профилей напряжений счетчиков) искусственно моделировались переключения счетчика с одной фазы на другую через некоторое количество измерений. Вначале был разработан и использован алгоритм на основе самого простого, проверенного и быстрого метода – корреляционного анализа [2] между временными рядами измерений напряжений трех фаз счетчика ТП и счетчика потребителя с использованием выборки измерений как до, так и после момента возможного переключения. Алгоритм используется при известном времени отключения и включения счетчика. Однако, данный алгоритм не позволяет точно идентифицировать фазу после переключения, а также неприменим при неизвестном моменте переключения. Поэтому для решения задачи ФИ были рассмотрены более сложные методы на основе алгоритмов кластеризации.

В работе предлагается модифицированный алгоритм ФИ на основе многомерной гауссовской модели и алгоритма кластеризации ожидания-максимизации. Алгоритм

предлагается использовать, когда точно не известен момент переключения. Алгоритм за определенное число итераций распределяет измерения напряжений на кластеры, каждый из которых соответствует одной из трех фаз А, В или С. Некоторые измерения оказались расположенными в областях пересечения двух кластеров, поэтому для получения корректного итогового результата программа была дополнительно модифицирована с применением корреляционного анализа для уточнения принадлежности пограничных измерений к кластерам. Предложенный алгоритм позволяет точно идентифицировать фазы потребителей при переключениях разной электрической удаленности от ТП при переключениях по профилям напряжений.

В дальнейшем планируется разработка алгоритма ФИ на основе кластерного анализа по измерениям активных мощностей.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников.

1. Phase identification in smart grids / V. Arya, D. Seetharam, S. Kalyanaraman, K. Dontas, C. Pavlovski, S. Hoy // 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, Brussels (Belgium), 2011. – P. 25-30.
2. Голуб И.И., Кузькина Я.И. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24 (1). С. 135-144.

ПРОБЛЕМЫ ГИБРИДНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

Баденко В.В., Козлов А.Н.

Аспирант, e-mail: badenko@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Внедрение возобновляемых источников энергии в энергетику является важным направлением для исследований. Энергосистемы, комбинирующие различные источники энергии называются гибридными. В таких энергосистемах могут быть использованы солнечная энергия, энергия ветра, биомасса и другие источники энергии в различных комбинациях [1,2]. Гибридная энергосистема может подразумеваться как резервная альтернатива централизованной энергосети [3], так и являться основной энергосистемой. Для каждого источника энергии требуется специализированный подход к выбору, эксплуатации и анализу работы оборудования и вспомогательных систем. В работе рассмотрена энергосистема, сочетающая в себе биомассу и солнечную энергию в качестве источников энергии, схема которой представлена на Рисунке 1.

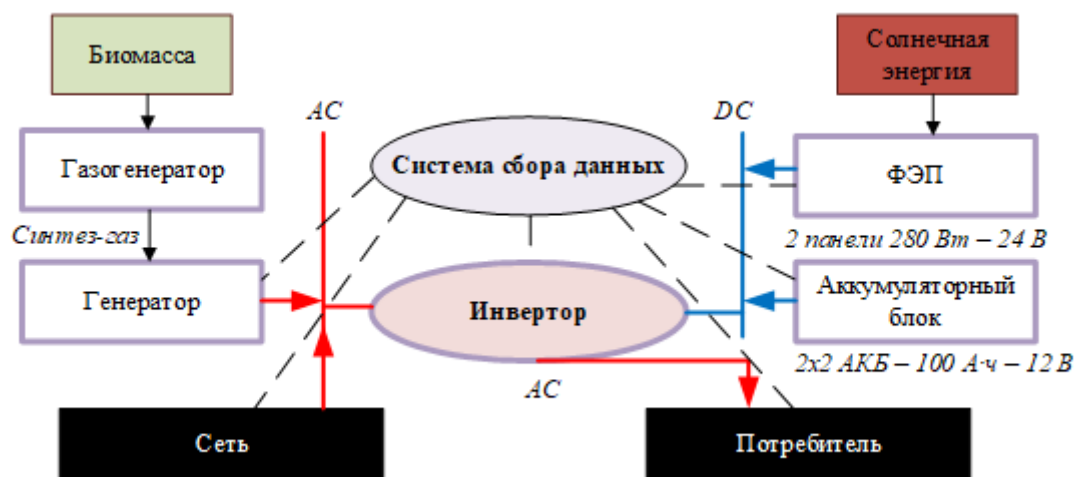


Рис. 1. Схема гибридной энергосистемы.

В связи с этим, возникает целый ряд задач, решение которых требует применения разностороннего подхода, сочетающего в себе натурные и вычислительные эксперименты, моделирование и внедрение узкоспециализированных программных решений. На Рисунке 2 приведена схема исследований работы гибридной энергосистемы, которую возможно применить для энергосистемы, в которой используется биомасса.

В данной работе рассмотрено применение экспериментальных и инструментальных исследований, методов кинетического анализа биомассы, проблемно-ориентированных программных комплексов, при решении проблем гибридной энергосистемы. Результатом применения этого подхода являются данные о работе гибридной энергосистемы – влияние свойств биомассы на эффективность генерации энергии, влияние различных температурных программ на состав синтез-газа, режимные характеристики. Эти данные могут быть использованы для построения прогностических моделей и масштабирования гибридных энергосистем.

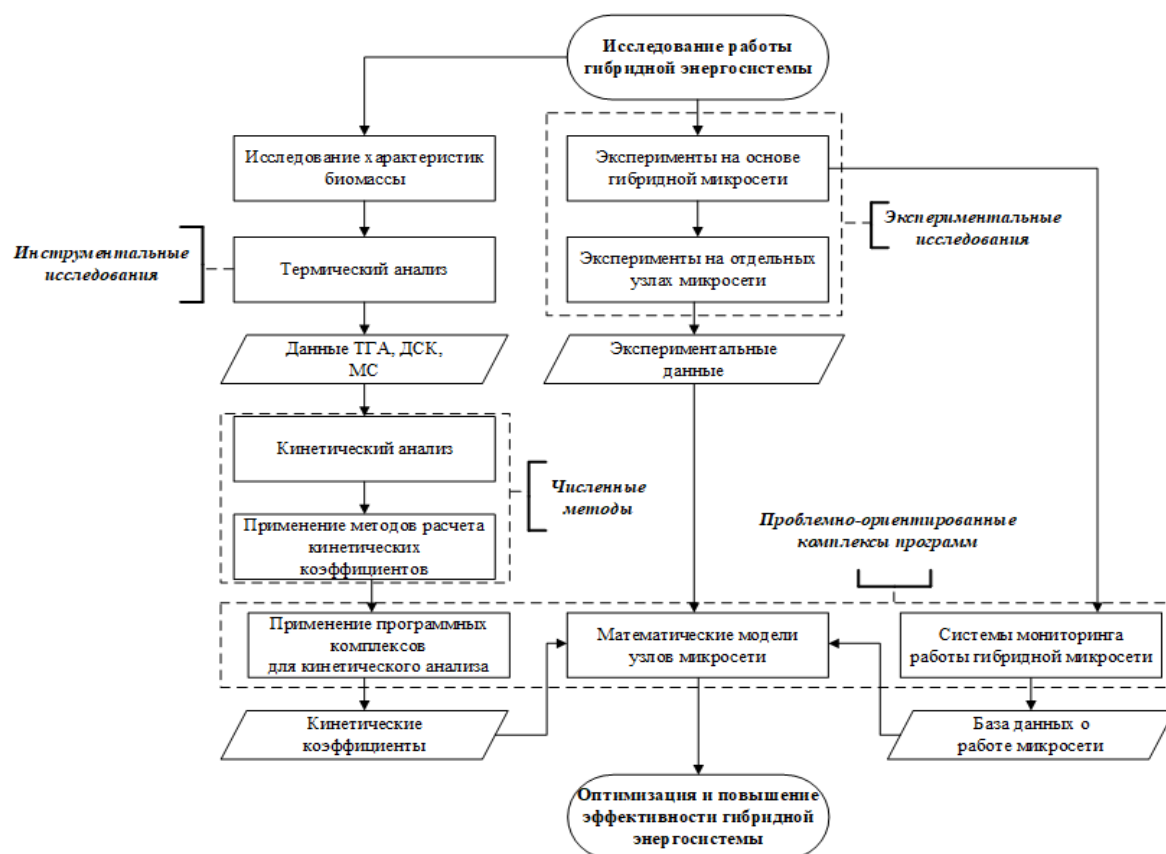


Рис. 2. Схема проведения исследований работы гибридной энергосистемы.

Помимо использования традиционных методов, представляющих собой решение общих задач энергосистем, большую важность имеют узкоспециализированные методы и решения – применение модифицированных методов кинетического анализа, программные комплексы для расчетов кинетических коэффициентов, построение математической модели отдельного узла энергосистемы с использованием данных инструментальных исследований, создание и применение систем мониторинга и анализа.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Список источников

1. Sandeep S.D. A comprehensive review on DC microgrid control and energy management strategies / S.D. Sandeep, S. Mohanty, S. B. Mohanty, P. S. Puhan // Results in Engineering. 2025. № 26. 105479. ISSN 2590-1230
2. M. Billah. Decentralized multi-agent control for optimal energy management of neighborhood based hybrid microgrids in real-time networking / M. Billah, K. Zeb, W. Uddin, M. Imran // Results in Engineering. 2025. № 27. 106337. ISSN 2590-1230
- Sepasi S. A practical solution for excess energy management in a diesel-backed microgrid with high renewable penetration / S. Sepasi, S. Toledo, J. Kobayashi // Renewable energy. 2023. № 202. С. 581-588.

ВЫБОР ЁМКОСТИ И МЕСТ УСТАНОВКИ АККУМУЛЯТОРОВ ЭНЕРГИИ В ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Шауркин Матвей Олегович, Барахтенко Евгений Алексеевич

Аспирант, e-mail: matway200@mail.ru

КТН, Учёный секретарь ИСЭМ СО РАН, e-mail: barakhtenko@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск,

В этом докладе будет рассмотрено формирование эффективной системы аккумулирования энергии в интегрированных энергетических системах, включающих в свой состав системы электро- и теплоснабжения. В настоящее время существует множество научных работ, посвященных вопросам исследования технологий аккумулирования энергии и особенностей их использования [1]. Также в современных исследованиях рассматривается влияние систем аккумулирования энергии на функционирование энергосистем и описываются способы эффективного взаимодействия при этом различного типа систем энергоснабжения [2].

В докладе приводится постановка задачи выбора оптимальной ёмкости аккумуляторов электрической и тепловой энергии и мест их расположения в интегрированной энергосистеме. Энергосистема состоит из систем электро- и теплоснабжения, связанных между собой преобразователями электрической энергии в тепловую. Схема энергосистемы представляется в виде графа. Узлы делятся на следующие подтипы: узлы источников энергии (узлы генерации), узлы потребителей энергии, промежуточные узлы, узлы преобразователей энергии и узлы аккумуляторных батарей. Расчёт схемы энергосистемы производится для периода времени, который разбивается на заданное количество временных интервалов. Необходимо выполнить минимизацию целевой функции, которая в том числе содержит капитальные затраты на создание системы аккумулирования энергии в интегрированной системе электро- и теплоснабжения, а также эксплуатационные затраты на обслуживание этой системы аккумулирования энергии. В результате решения задачи с использованием разработанной модели выполняется построение эффективной системы аккумулирования энергии для заданного периода времени с учетом особенностей функционирования рассматриваемой интегрированной энергосистемы.

Список источников

1. Pengyu Wei et al., «Progress in Energy Storage Technologies and Methods for Renewable Energy Systems Application», Applied sciences, 2023.
2. Optimization model of Multi-energy system based on multi-source energy storage, Yueying Sun, Yun Teng, Shijie Yang, ICMTMA, 2021, №13.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУР ВОСПЛАМЕНЕНИЯ И ПЕРЕХОДА В ПЛАСТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УГЛЕЙ

Галеев Владислав Гаярович,
Инженер, e-mail: vlad-galeev-2002@mail.ru

Козлов Александр Николаевич
К.т.н., зав. лаб.
ИСЭМ СО РАН, Иркутск

Необходимость переориентации использования угля с традиционных задач выработки тепла и электроэнергии на другие цели требует модернизации и разработки технологий. Данный факт обусловлен планами газификации исконно угольных регионов для снижения негативного влияния угольных ТЭС на окружающую среду за счет уменьшения выбросов загрязняющих веществ. В тоже время по разведанным месторождениям угля Россия занимает второе место в мире (около 15 % мировых запасов) после США (более 23 % мировых запасов). Запасы угля в России превышают 162 млрд т. доля России в мировой добыче угля составляет около 5,5 % (шестое место после Китая, Индии, США, Индонезии и Австралии). В России имеются крупные месторождения угля с благоприятными условиями добычи, в которых можно реализовывать крупные проекты по созданию крупных промышленных кластеров. В тоже время присутствует достаточно много относительно небольших угольных месторождений, для которых эффективно использовать менее дорогостоящие технологии, например коксование. Однако угли с таких месторождений часто являются слабоспекающимися и традиционные технологии коксования позволяют получать кокс преимущественного бытового назначения для нужд малой теплоэнергетики. В связи с этим, разработка технологий коксования слабоспекающихся углей с получением кокса с близкими характеристиками к металлургическому является значимой и своевременной задачей.

В работе определены характеристики воспламенения и прогрева частицы угля и формирования пластического состояния энергетических углей из месторождений Восточной Сибири (Красноярский и Забайкальский края, Иркутская область, Республика Тыва).

Характеристики воспламенения и прогрева частиц угля определены с использованием лабораторного стенда. С использованием данного стенда были проведены эксперименты с представленными углями (таблица 1).

Таблица 1. Параметры экспериментов.

	Обозначение	Время до начала реакции, с	Время до задымления, с	Общее время реакции, с	Максимальная разница температур внутри и на поверхности частицы, °С
1	Жеронский	4,83	7,39	2,56	165,14
2	Мугунский	5,33	8,90	3,57	249,68
3	Мугунский	5,14	8,53	3,39	173,88
4	Черемховский	7,41	16,48	9,07	167,67
5	Черемховский Каблот	3,55	6,44	2,89	175,29

6	Ирбейский	4,45	6,90	2,45	207,51
7	Тувинский	1,83	4,19	2,36	158,4
8	Черемховский Тагот	2,39	4,12	1,73	128,34
9	Азейский	4,57	6,58	2,1	140,71

Из таблицы видно, что быстрее всех воспламеняется Тувинский и Черемховский (Тагот) угли, а медленнее Черемховский уголь.

Также исследована способность углей переходить в пластическое состояние. Навеску 80 г угля с крупностью частиц 6 мм нагревали до заданной температуры в пресс-форме, после чего производили формовку угольного брикета под давлением 5 тонн до полного остывания. Температура формовки для каждого из углей варьировалась от 250 °С до 350 °С с шагом 25 °С.

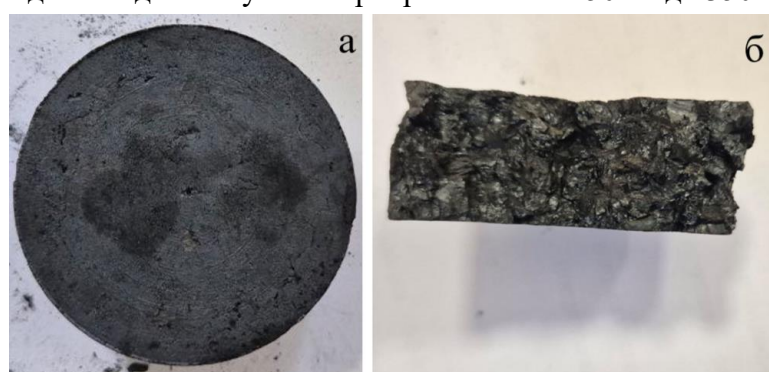


Рис. 1. а) Брикет Черемхово – Тагот, полученный при 275 °С; б) скол брикета.

Наилучшим образом с точки зрения практического применения для получения брикетов без связующих веществ себя показали угли Черемхово, Черемхово – Каблот, Черемхово – Тагот и Тувинский. Как видно из рисунка 1(б), в результате нагрева частицы угля перешли в пластическое состояние и после формовки и остывания образовали однородную структуру.

Таким образом были определены важные характеристики для получения брикетов полукокса для дальнейшего коксования углей.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта Минобрнауки РФ № 13.2251.21.0254 (эл. Бюджет № 075-15-2024-651).

ПРИМЕНЕНИЕ БАССЕЙНОВОГО ПОДХОДА ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ СЦЕНАРИЕВ ПРИТОКОВ ВОДЫ В ВОДОХРАНИЛИЩА АНГАРО-ЕНИСЕЙСКОГО КАСКАДА ГЭС

Гасан В.С., Абасов Н.В., Осипчук Е.Н., Бережных Т.В.

e-mail: v.gasan@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Для эффективного планирования режимов работы Ангаро-Енисейского каскада ГЭС (АЕК) необходимы надёжные долгосрочные оценки притока воды в их водохранилища. В условиях климатической изменчивости статистические методы прогнозирования не обеспечивают достаточной точности. Для учета изменений климата, широко используются глобальные климатические модели.

В ИСЭМ СО РАН для формирования долгосрочных сценариев притоков воды в водохранилища АЕК для заданного интервала времени разработан бассейновый подход (рис. 1) реализованный в системе ГеоГИПСАР [1].

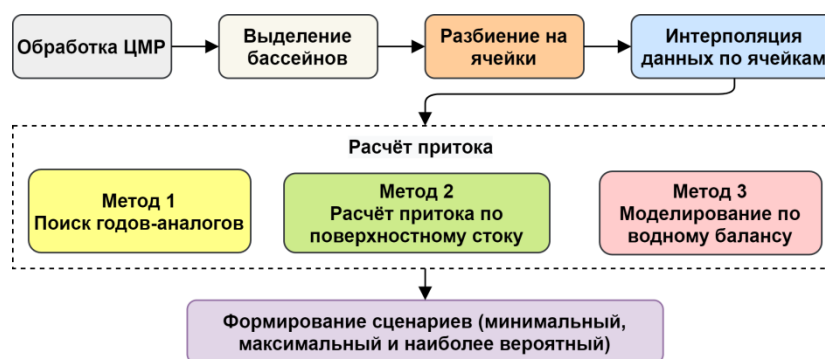


Рис. 1. Бассейновый подход

Для каждого бассейна выполнено пространственное выделение водосборной области на основе цифровой модели рельефа с использованием алгоритмов гидрологической обработки в QGIS (WhiteboxTools). Последовательность операций: 1) сбор и объединение фрагментов ЦМР; 2) устраняются некорректные данные ЦМР; 3) определяются направления стока, т.е. идентифицируются ячейки, в которые будет производиться сток; 4) рассчитывается кумулятивный сток в каждую ячейку; 5) выделяется водосборный бассейн по заданной точке створа. В результате формируются границы всех водосборных областей, подающих сток в соответствующие водохранилища. 6) конфигурация бассейна разбивается на множество прямоугольных ячеек с задаваемыми параметрами.

Производится интерполяция глобальных фактических и прогнозных данных для каждой ячейки бассейна. Прогностическая и фактическая информация поступает из следующих источников: Цифровая модель рельефа (SRTM, Shuttle Radar Topography Mission, 30 м / 90 м); Атмосферные и климатические параметры: CFSv2 (9-месячный ансамблевый прогноз) [2], GPCC (реанализ осадков), NCEP\Reanalysis (реанализ метеопоказателей) [3].

Бассейновый подход включает 3 метода:

1. Для каждого показателя климатических данных (осадки, приземные температуры, относительная влажность и др.) за прошедшие годы определяются списки *годов-аналогов* с минимальной мерой близости относительно прогнозируемых данных глобальных климатических моделей, которые объединяются в общий список, на основе которого

формируются распределения вероятностей притока и определяются статистические характеристики (математическое ожидание, медиана, мода и др.).

2. *Расчёт верхней границы притока* по данным поверхностного стока глобальной климатической модели с учетом площадей, уклонов и типов поверхностей ячеек бассейна и через формирование распределений вероятностей по задаваемому множеству ансамблей.

3. *Моделирование* по множеству ансамблей с осадками и приземными температурами с использованием водобалансовых соотношений в виде

$$P(t) = R(t) - I(t) \pm \Delta S(t),$$

где $P(t)$ – приток, $R(t)$ – осадки, $I(t)$ – испарение, $\Delta S(t)$ – изменение влагозапасов в бассейне за интервал времени t .

Основные характеристики бассейнов водосбора водохранилищ Ангара-Енисейского с разбиением на ячейки каскада определены в табл. 1.

Таблица 1. Характеристики бассейнов водосбора АЕК

Водохранилище	Средний годовой приток, м³/с	Средний приток половодья (май/июнь), м³/с	Средний приток (февраль), м³/с	Площадь бассейна, тыс.км²	Количество ячеек интерполяции
Иркутское (Байкал)	1870	2950/4850	410	561	12177
Братское	1000	1470/1990	170	164.7	4015
Усть-Илимское	250	1200/430	60	48.1	1043
Богучанское	185	1100/370	20	46.1	1134
Саяно-Шушенское	1500	2760/4150	330	184.3	3063
Красноярское	1380	3990/4000	240	107.2	1870

Как видно из таблицы половодья происходят в мае-июне на Саяно-Шушенском и Красноярском водохранилищах, а на Усть-Илимском и Богучанском в большинстве случаев в мае месяце. Для Иркутского и Братского водохранилищ половодья незначительны. Для них основной приток определяется летними дождевыми осадками.

Разработанный бассейновый подход к формированию долгосрочных сценариев притока воды объединяет современные методы ГИС, модели стока и источники климатических данных. Он применим для анализа и прогнозирования режимов водохранилищ АЕК. В сочетании с другими разработанными методами долгосрочного прогнозирования в системе ГеоГИПСАР он позволяет формировать более надежные вероятностные оценки долгосрочных показателей притоков через учет особенностей различных частей бассейнов водосбора.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания ИСЭМ СО РАН (№ FWEU-2021-0003, рег. номер: АААА-А21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2025 гг.

Список источников

1. Абасов Н.В. Система долгосрочного прогнозирования и анализа природообусловленных факторов энергетики ГеоГИПСАР // Мат. межд. совещания APN (MAIRS/NEESP/SIRS) “Экстремальные проявления глобального изменения климата на территории Северной Азии”: Enviromis-2012. С.63-66.
2. S.Saha, S. Moorthi, X. Wu, et al. The NCEP climate forecast system version 2, J. Climate, 2014, No. 6(27), pp. 2185-2208.
3. E. Kalnay, M. Kanamitsu, R. Kistler, et al. The NCEP/NCAR 40-Year Reanalysis Project // Bulletin of the American Meteor. Society, 1996, Vol. 77, No. 3, pp. 437-471.

ИССЛЕДОВАНИЕ МОЩНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ДВС ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВ

Сосновский И.К.

Аспирант, Sosnovskiy71@gmail.com

Баденко В.В.

Аспирант, vladislavbadenko@gmail.com

Козлов А.Н.

Старший научный сотрудник, Kozlov@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

В настоящее время, в большинстве развивающихся стран, потребность в электроэнергии растет с каждым днем. Растущее потребление продуктов на основе нефти, уровень выбросов парниковых газов и ущерб, наносимый окружающей среде, привлекли внимание к использованию экологически чистых ресурсов. Наиболее развитыми и широко используемыми возобновляемыми источниками энергии являются ветер и солнце, однако, их прерывистый цикл работы снижает надежность и стабильность энергоснабжения. Внедрение гибридных энергетических систем на основе экологически чистых ресурсов было задумано, как решение этих проблем. Гибридные системы на основе возобновляемых источников энергии обычно сочетают в себе использование нескольких различных экологически чистых источников энергии. Надежность и эффективность системы можно повысить подключением генератора, работающего на синтез-газе, произведенном из биомассы на установке реактора пиролиза топлива.

На рисунке 1 представлена схема гибридной энергосистемы, в основе которой используется солнечная энергия и биомасса, также в данной гибридной энергосистеме используется аккумуляторный блок для компенсации падений мощности при переключении с разных источников энергии, а также для повышения надежности системы при возникновении аварийных ситуаций с тем или иным источником энергии.

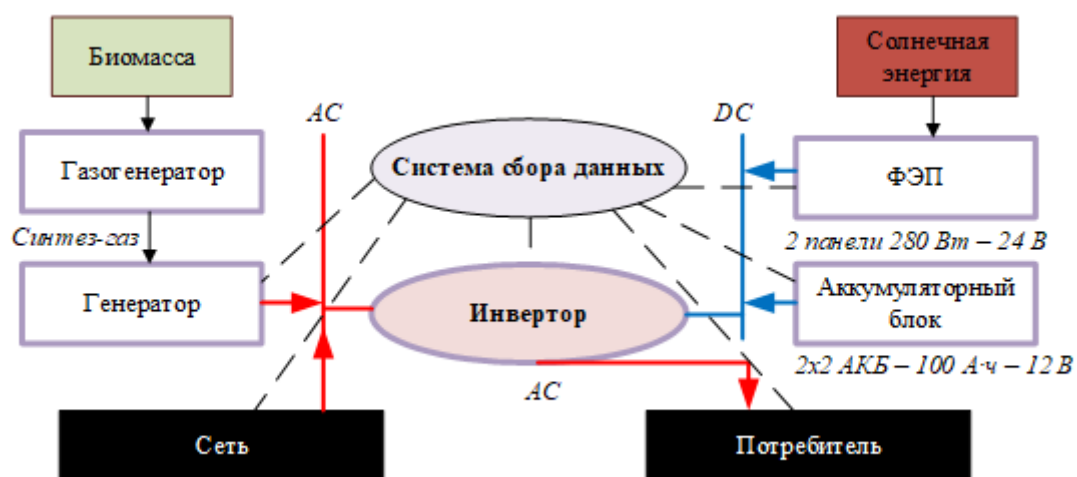


Рис. 1. Схема гибридной энергосистемы.

Поскольку в схеме гибридной энергосистемы используется генератор, вырабатывающий электроэнергию с помощью двигателя внутреннего сгорания, возникает ряд задач, для решения

которых требуется экспериментальный подход, а также моделирование процесса работы двигателя на вырабатываемом синтез-газе.

В данной работе рассмотрена модель одноцилиндрового четырехтактного двигателя внутреннего сгорания в программном комплексе Дизель-РК, работающего на разных видах топлива: бензин, метан, пропан, синтез-газ. На рисунке 1 представлены графики мощности, крутящего момента, концентрация NOx в выхлопных газах, а также расход топлива.

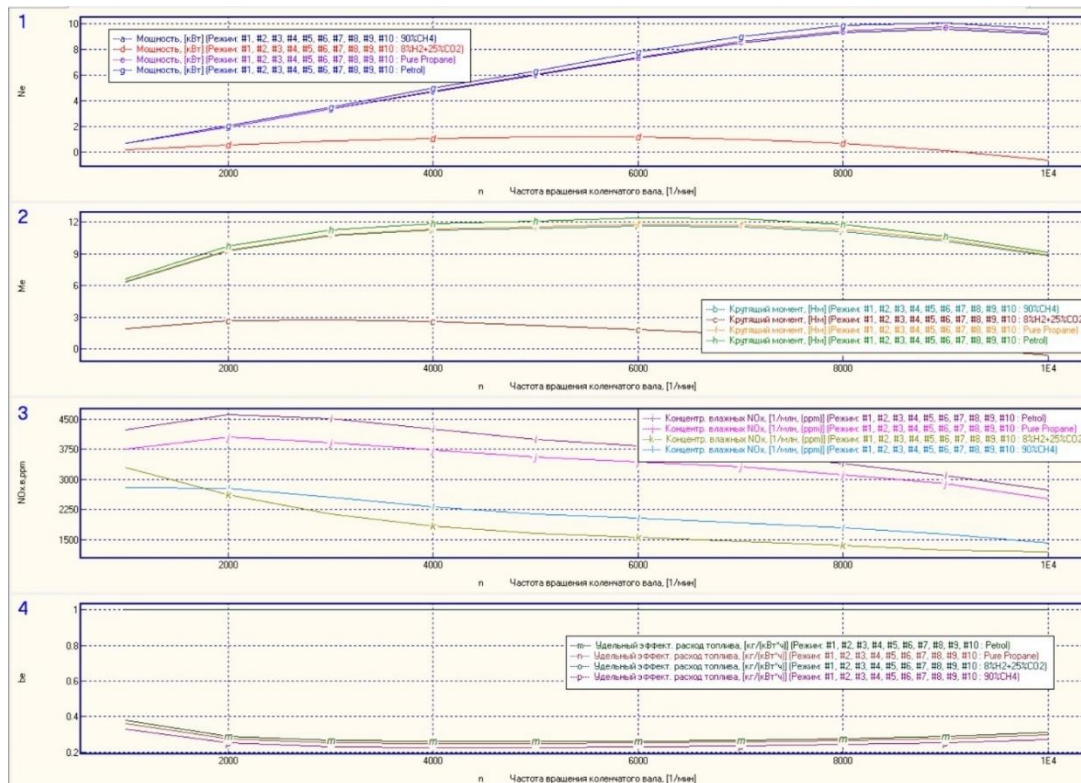


Рис. 2. Графики работы двигателя на различных видах топлива.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Список источников.

1. Кулешов А.С. Развитие методов расчета и оптимизация рабочих процессов ДВС. Диссертация докт. техн. наук., МГТУ им. Н.Э.Баумана, Москва, 2011.-235 с.
2. Вырубов Д.Н. Смесеобразование в двигателях Дизеля // Сборник "Рабочие процессы двигателей внутреннего сгорания и их агрегатов. М.: Машгиз, 1946. с. 5-54.
3. Кулешов А.С. Грехов Л.В. Математическое моделирование и компьютерная оптимизация топливоподачи и рабочих процессов двигателей внутреннего сгорания.- М., МГТУ им.Н.Э.Баумана, 2000. 64 с.
4. Кулешов А.С. Многосонная модель для расчета сгорания в дизеле. 1. Расчет распределения топлива в струе // Вестник МГТУ. Машиностроение.- 2007. – Специальный выпуск Двигатели внутреннего сгорания. – С. 18 – 31.

РЕШЕНИЕ МОДЕЛИ ОРИРЭС ДЕКОМПОЗИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ

Гах Светлана Анатольевна

инженер, e-mail: svetagah@inbox.ru

Хамисов Олег Валерьевич

д.ф.-м.н., г.н.с.: khamisov@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Рассматривается математическая модель развития установленных генерирующих и передающих мощностей и режимов их работы в электроэнергетических системах [1,2]. Модель представляет собой задачу линейного программирования большой размерности. Основными свойствами модели являются блочная структура и разреженность системы линейных ограничений. Для эффективного численного решения задачи предлагается использовать современные варианты декомпозиции Данцига-Вулфа [3]. Содержательно, блоки соответствуют генерирующим узлам, а связывающие ограничения – балансовым соотношениям. Подробно описываются основные вычислительные схем и приводятся результаты численных экспериментов с использованием открытых решателей.

Благодарности. Исследование выполнено в рамках проекта государственного задания FWEU-2021-0006 (рег. номер. AAAA-A21-121012090034-3) фундаментальных исследований СО РАН.

Список источников.

1. Беляев Л.С. Эффективность межгосударственных электрических связей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // Новосибирск: Наука, 2008. – дыйль 239 с.
2. Гах С.А. Двойственные оценки в модели развития электроэнергетических систем / С.А. Гах, О.В. Хамисов, С.В. Подковальников // Автоматика и телемеханика. 2022. №2. С. 43-60.
3. Conejo A.J. Decomposition techniques in mathematical programming / A.J. Conejo, E. Castillo, R. Minguez, R. Garcia-Bertrand // Springer-Verlag, Berlin. 2006. – 541 p.

ПРОГРАММНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДИНАМИЧЕСКОГО КОГНИТИВНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ МНОГОФАКТОРНОГО АНАЛИЗА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Козлов М.В.

Аспирант, *Иркутский национальный исследовательский технический университет,
ИСЭМ СО РАН*

Михеев А.В.

кандидат технических наук, заведующий научно-аналитическим центром,
*e-mail: mikheev@isem.irk.ru
ИСЭМ СО РАН, Иркутск*

Развитие энергетики определяется множеством взаимосвязанных комплексных факторов, анализ которых затруднён из-за их разнородности и слабой формализуемости. Для решения этой задачи перспективным является подход динамического когнитивного моделирования.

В работе представлен обзор существующих методов анализа многофакторных систем и программных средств когнитивного моделирования в области энергетики, разработанных как в ИСЭМ СО РАН, так и в других исследовательских центрах. Особое внимание уделено применению имитационного моделирования для качественной оценки системных эффектов.

На основе проведённого анализа разработан программно-вычислительный инструмент DCM Creator, обеспечивающий построение и исследование динамических когнитивных моделей. Его применение позволяет проводить сценарный анализ влияния комплексных факторов и оценивать системные эффекты развития и функционирования энергетических систем.

Практическая значимость работы заключается в создании инструментария, ориентированного на поддержку принятия решений в условиях неопределённости и сложности.

Ключевые слова: системный анализ, когнитивное моделирование, динамические когнитивные модели, энергетика.

Литература

4. Массель А. Г., Динамические когнитивные карты для обоснования решений по стратегическому управлению развитием энергетики / А. Г. Массель // Проблемы управления и моделирования в сложных системах. – Самара: Общество с ограниченной ответственностью "Офорт", 2016. – С. 253-257. – ISBN 978-5-473-01088-6
5. Горелова Г. В. Когнитивный подход к имитационному моделированию сложных систем" Известия Южного федерального университета. Технические науки, по. 3 (140), 2013, pp. 239-250.

6. Bolwig, S., Bazbauers, G., Klitkou, A., Lund, P. D., Blumberga, A., & Blumberga, D. (2019). Review of modelling energy transitions pathways with application to energy system flexibility. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101(November 2018), 1–23. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.019>

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Балдынов Олег Александрович

м.н.с., e-mail: oabaldynov@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Одной из основных тенденций развития мировой энергетики уже в течении двух десятилетий становится так называемый «энергетический переход», предполагающий замещение невозобновляемых энергетических ресурсов возобновляемыми. Важным механизмом его реализации является развитие водородной энергетики [1, 2]. Водород позволяет аккумулировать энергию ВИЭ и преобразовать её в топливо, которое далее можно использовать для генерации электрической и тепловой энергии без эмиссии оксидов углерода. Но развитие водородной энергетики связано с решением сложных задач технологического и экономического характера: проблемы хранения и транспортировки водорода, безопасности и экологические последствия (при производстве водорода на основе НВЭР), отсутствие системы торговли и сертификации водорода в зависимости от способа его производства, и наиболее существенные – высокая стоимость создания инфраструктуры водородной энергетики. Темпы развития водородной энергетики будут различаться в зависимости от региона и/или страны вследствие разной степени обеспеченности энергетическими и минеральными (необходимыми для водородных технологий) ресурсами, технологического уровня промышленной базы и политических приоритетов социально-экономического развития.

Масштабы и структура развития водородной инфраструктуры определяются целями энергетического перехода, что в свою очередь диктует выбор приоритетных направлений для развития национальных технологий водородной энергетики и их применения. На первоначальном этапе развития водородной энергетики водород будет производится наиболее дешевым способом в близи потребителей ввиду высокой стоимости производства, хранения и транспортировки водорода. По мере коммерциализации технологий производства водорода на основе ВИЭ будет усиливаться потребность в транспортировке водорода, увеличиваться расстояние его транспортировки и увеличиваться разнообразие способов (технологий) транспортировки водородоносителей.

Для стран, планирующих участвовать в будущих цепочках поставок водорода (водородоносителей) в качестве экспортёров, в том числе для России, вопрос оценки сравнительной конкурентоспособности технологий транспортировки таких энергоносителей является актуальной задачей [3-7]. Создание инфраструктуры производства и транспортировки водорода потребует значительного объёма инвестиций, но производимые в России водородоносители могут быть не востребованы странами-импортерами вследствие различных причин. При этом с повестки не снимается задача оценки внутреннего рынка для развития водородной энергетики.

Развитие водородной энергетики требует системного методологического подхода, учитывающего технологические, экономические, политические и инфраструктурные факторы. Решение данной задачи осложняется неопределённостью технико-экономических показателей водородных технологий, степенью освоения их собственного производства и внедрения в отрасли конечного энергопотребления.

Предполагается, что при прогнозировании формирования водородной энергетической инфраструктуры необходимо решение следующих задач:

Определение уровня развития водородных технологий, их количественного и качественного состава в выбранной стране или ее регионе

Определение потребности в водороде с учетом проводимой экологической политики (уровень эмиссии парниковых газов) и уровня развития водородных технологий

Сравнение стоимости путей снабжения потребителей водородом (местное производство, импорт водорода или водородоносителей (аммиак, синтетический метан, метанол, метилциклогексан и др.)).

Цель исследования заключается в создании методического подхода для прогнозирования развития водородной энергетики в стране или ее регионе. Его использование направлено в обосновании принятия стратегических решений, ориентированных на создание водородной инфраструктуры, оптимизацию инвестиций при выборе технологий и ускорение перехода к устойчивой энергетической системе.

Список источников

1. Net Zero Emissions by 2050 Scenario. – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/net-zero-emissions-by-2050-scenario-nze>
2. HYDROGEN FORECAST TO 2050 Energy Transition Outlook 2022. – URL: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/forecast-to-2050/>
3. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>
4. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. – URL: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fWO32e2yA0BhtIpyzWfHaiUa.pdf>
5. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р
6. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р
7. Атлас российских проектов по производству низкоуглеродного и безуглеродного водорода и аммиака. – URL: <https://energybase.ru/news/industry/atlas-of-russian-projects-for-production-of-low-carbon-and-carbon-free-hydrogen-2021-10-18>

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ИСТОЧНИКОВ АКТИВНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ В УСЛОВИЯХ КОМПРОМИССНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ АКТИВНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ С СИСТЕМОЙ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**Стенников Валерий Алексеевич, Барахтенко Евгений Алексеевич,
Айзенберг Наталья Ильинична, Ташлыкова Вероника Борисовна.**

*мнс, e-mail: vsb@isem.irk.ru
ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск*

Интенсивное развитие цифровых технологий и экономические реалии стимулируют интерес к трансформации энергосистем в интеллектуальные энергоснабжающие системы. Это актуально для всех энергоснабжающих систем. Трансформация современных теплоснабжающих систем в интеллектуальные энергосистемы должна основываться на принципе рационального взаимодействия между распределенной генерацией, управляемой активными потребителями, и централизованными источниками теплоснабжения. При этом выбор состава источников тепловой энергии активного потребителя и соответствующей стратегии теплоснабжения оказывает существенное влияние на эффективность и экономичность системы централизованного теплоснабжения, так как вызывает изменение количества отпущенной тепловой энергии, затрат на транспортировку теплоносителя и топливных затрат. Система теплоснабжения активного потребителя минимизирует собственные затраты на теплоснабжение, поэтому внедрение распределенной генерации и поставки излишков тепловой энергии в тепловую сеть для получения выгоды являются предпочтительным способом снижения затрат.

Принцип рационального взаимодействия между активными потребителями и системой централизованного теплоснабжения подразумевает определение компромиссного количества тепловой энергии, поставляемой из системы централизованного теплоснабжения к активному потребителю, и определения компромиссного количества тепловой энергии, поставляемой от системы теплоснабжения активного потребителя в тепловую сеть.

Для того, чтобы уравнивать противоположные цели – минимизация затрат на теплоснабжение активного потребителя и получение максимальной прибыли системы централизованного теплоснабжения предлагается использовать функцию желательности Харрингтона. С помощью частной функции желательности Харрингтона возможно описать и систему централизованного теплоснабжения, и систему теплоснабжения активного потребителя. Основываясь на частных функциях желательности, можно охарактеризовать численным значением состояние теплоснабжающей системы к компромиссному решению.

Разработанная модель определения оптимального состава источников активного потребителя в условиях компромиссного взаимодействия активного потребителя с системой централизованного теплоснабжения включает в себя модель системы централизованного теплоснабжения с разветвленной тепловой сетью, модель системы теплоснабжения активного потребителя с избыточной схемой теплоснабжения, а также обобщенный критерий Харрингтона, получаемый с помощью частных функций желательности активного потребителя и системы централизованного теплоснабжения.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА АНАЛИЗА ДЕТАЛЬНОЙ ХИМИЧЕСКОЙ КИНЕТИКИ ГОРЕНИЯ ГАЗООБРАЗНЫХ ТОПЛИВ

Козлова Мария Александровна

Младший научный сотрудник, e-mail: kma95@isem.irk.ru

ИСЭМ СО РАН, Россия, Иркутск

Реактор, в котором происходит окисление топлива, является реагирующей системой. Формирование блока кинетического описания химических реакций является одной из проблем при моделировании таких систем. Детальный механизм химической реакции представляет собой совокупность последовательных и параллельных элементарных взаимодействий. Включение такого детального механизма в общее описание реагирующей системы необходимо для выявления условий образования экологически вредных веществ и неполноты сгорания топлива. Для реакции горения различных видов газообразных топлив существуют детальные механизмы и программы для их анализа [1]. Количество реакций и веществ в этих механизмах, а также алгоритмы анализа варьируются от автора к автору.

При включении детального механизма в общую модель горения возникает жесткая система уравнений. Для численного решения таких систем разработано множество методов, которые нужно подбирать для того или иного случая. При этом численное решение жесткой системы практически невозможно для высокой размерности системы (сотни и тысячи реакций). Для обхода данной проблемы либо сокращают исходный механизм, либо заменяют расчетом равновесных количеств, например, на основе нахождения экстремума термодинамической функции. В данной работе был применен второй подход следующим образом: на каждом этапе развития механизма для каждой элементарной реакции проводится расчет равновесного количества веществ, участвующих в этой элементарной реакции. Была проведена оценка влияния последовательности реакций на результаты расчета на примере горения смеси CH_4/H_2 . На рис. 1 представлены результаты сравнения расчета с [2].

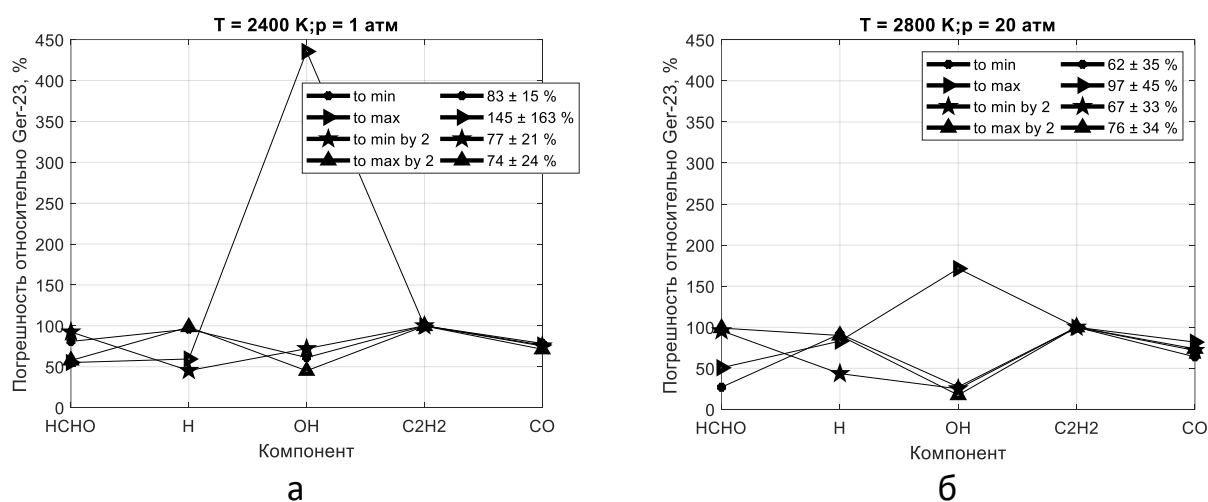


Рис. 1. Влияние последовательности расчета реакций на результат:

а) T = 2400 K, p = 1 атм; б) T = 2800 K, p = 20 атм.

На рис. 1 «to min» означает расчет от самой быстрой к самой медленной реакции; «to max» – от самой медленной к самой быстрой; «by 2» означает смену местами четных и нечетных по номеру реакций. Максимальное расхождение на рис. 1 наблюдается при расчете от самой медленной к самой быстрой реакции, при этом для некоторых компонентов (на рис. 1 – OH) способ расчета оказывает значительное влияние. Таким образом, алгоритм с приведенными

способами выбора очередности реакций оказывается неустойчивым, в связи с чем появляется необходимость разработки методики ранжирования элементарных реакций на каждом этапе механизма.

Благодарности. Исследование выполнено в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005, регистрационный номер: AAAA-A21-121012190004-5.) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. [с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур".

Список источников.

1. Reaction kinetics branch of ReSpecTh. – URL: https://respecth.elte.hu/index_re.html (дата обращения 17.05.2025).
2. Gerasimov I.E. Flame Structure at Elevated Pressure Values and Reduced Reaction Mechanisms for the Combustion of CH₄/H₂ Mixtures / I. E. Gerasimov, T. A. Bolshova, K. N. Osipova, A. M. Dmitriev, D. A. Knyazkov, A. G. Shmakov // *Energies*. 2023. Vol. 16. № 22. P. 7489.

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТА ГАЗОТРУБНЫХ КОТЛОВ

**Жихарева Валерия Романовна, Петин Сергей Николаевич, Кислицын
Максим Андреевич, Бонадыков Никита Михайлович**

*Магистр, e-mail: zhilera@mail.ru; к.т.н., доцент; аспирант, ассистент; магистр
НИУ «МЭИ», г. Москва*

Для теплового расчета водогрейных газотрубных котлов использование существующих авторитетных методик [1, 2], характеризуется наличием погрешностей, что объясняется различием геометрических характеристик между водотрубными и газотрубными котлами, а также организацией движения газового и водяного теплоносителей. Несмотря на широкое применение этого типа котла и большое количество публикаций [3-8], данная проблема остается актуальной. В [4, 5] отмечают необходимость проведения дополнительных исследований особенностей теплообмена с помощью численного моделирования и физических экспериментов.

Объектом исследования является трехходовой газотрубный водогрейный котел марки “VIESSMANN” Vitomax 200HW тип M238, который оборудован горелками “Weishaupt” G70/3-A ZM-NR (W-FM 100/200). На рис. 1 представлено внутреннее устройство исследуемого котла с пронумерованными элементами (без отображения горелочного устройства). Вода поступает в котел через патрубок обратной магистрали 9 и заполняет его внутреннее пространство, также обтекая крепление горелки 1. Выход воды, нагретой до требуемой температуры, осуществляется через патрубок прямой магистрали 8. Продукты сгорания топлива, проходя жаровую трубу 2 (первый газоход), через заднюю поворотную камеру 3 поступают во второй газоход 4 и, проходя через фронтальную поворотную камеру 5, попадают в третий газоход 6, а затем через патрубок отходящих газов 7 поступают в систему выхлопа.

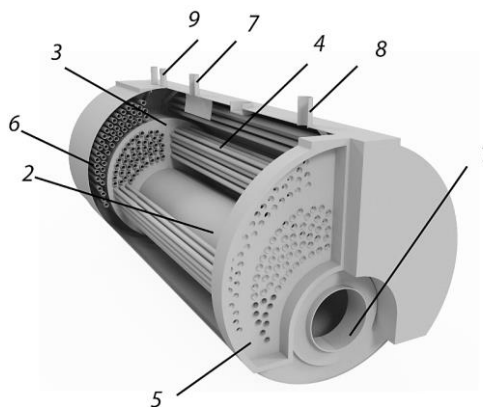


Рис. 1. Внутреннее устройство трехходового водогрейного котла Viessmann Vitomax 200HW.

С целью уточнения температур на выходе из каждой теплообменной поверхности было проведено экспериментальное исследование на действующем котле, на основании которого были проведены последующие расчеты. Далее для каждого элемента котла были проведены тепловые расчеты, достоверность результатов которых оценивалась на основании физического эксперимента.

В ходе исследования были выявлены закономерности, которые не учитываются в [1-3], и рекомендованы к добавлению для учета особенностей газотрубных котлов:

- учет конвективной составляющей теплообмена в задней поворотной камере, так как горячие газы обтекают поверхность стенок;
- учет внезапного расширения при переходе из топочной камеры в поворотную, который позволяет увеличить коэффициент теплоотдачи конвекцией примерно в 6.5 раз для данного котла;
- учет внешнего теплообмена со стороны водяного теплоносителя при расчете задней поворотной камеры, а также дымогарных пучков 2-го и 3-го хода, так как по результатам, полученным при численном моделировании, вода во внутреннем объеме котла движется преимущественно за счет свободной конвекции.

Благодарности.

Работа выполнена в рамках проекта «Разработка решений по повышению энергетической эффективности нефтеперерабатывающего завода при использовании газовых выбросов и тяжелых нефтяных остатков с разработкой моделей теплотехнического оборудования» в секции «Водородная энергетика» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» на реализацию программы научных исследований «Приоритет 2030: Технологии будущего» в 2024 — 2026 гг.»

Список источников.

1. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / под ред. Н.В. Кузнецова и др. М.: Энергия, 1973.
2. Тепловой расчет котлов (нормативный метод). СПб.: Изд-во НПО ЦКТИ, 1998.
3. Расчет жаротрубно-дымогарного котла / под ред. А.П. Лумми, В.А. Мунц. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2009.
4. Хаустов, С.А. Современные тенденции проектирования жаротрубных котлов / С.А. Хаустов, А.С. Затворин, // Вестник науки Сибири. – 2014. №2 (12). – С. 21-28.
5. Комаров, И.И. Анализ проблем проектирования современных жаротрубных котлов / Комаров И.И., Ростова Д.М., Вегера А.Н., Жотвяк П.Г. // Новое в российской электроэнергетике. 2017. №10. С. 6-16.
6. Плешанов К.А., Палагин Г.В. Тепловой расчет жаротрубного котла // Информатизация инженерного образования: Труды Междунар. науч.-практ. конф. М.: Изд. дом МЭИ. 2016. С. 394—398.
7. Плешанов К.А., Палагин Г.В., Зайченко М.Н., Хохлов Д.А. Исследование режимов работы и методика теплового расчета жаротрубно-дымогарного котла мощностью 3 МВт // Вестник МЭИ. 2019. № 1. С. 43—49. DOI: 10.24160/1993-6982-2019-1-43-49.
8. Росляков, П.В. Разработка компьютерной модели жаротрубного водогрейного котла, ее верификация и использование в процессе проектирования / П.В. Росляков, К.А. Плешанов, В.М. Супранов, М.Н. Зайченко, И.Л. Ионкин, К.В. Стерхов, Гриша Б.Г. // Информатизация инженерного образования: Труды Междунар. науч.-практ. конф. М.: Изд. дом МЭИ. 2018. С. 330—333.

НОВЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И КРИТИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ: ПРИМЕР ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

Рейнер Алиса Леонидовна

Аспирант, e-mail: alisa.reiner@yandex.ru

Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН

Продолжающийся глобальный энергетический переход, обусловленный необходимостью сдерживания изменения климата и сокращения зависимости от ископаемого топлива, ускоряет глубокие структурные сдвиги в энергетических системах, промышленности и транспорте. Одним из центров этой трансформации является электрификация и быстрое расширение рынка электромобилей (ЭМ). ЭМ становятся важным фактором роста спроса на электроэнергию, способствуя перераспределению энергопотребления от углеводородного топлива к альтернативным источникам.

Рассмотрим доступность и приемлемую стоимость лития, никеля и кобальта, важнейших металлов в технологиях аккумуляторов для ЭМ. Цепочка поставок этих металлов, используемых как катодно-активные материалы (КАМ) в батареях, остается уязвимой к волатильности цен, ограничениям поставок и неравномерным стратегиям развития, все из которых могут стать узкими местами для внедрения ЭМ. В этом контексте понимание взаимозависимостей между динамикой рынка ЭМ и поведением рынков КАМ становится не только вопросом промышленного прогнозирования, но и ключевым элементом в планировании энергетического перехода.

Основная цель доклада — проанализировать производственную цепочку, связывающую эти рынки: как колебания цен на КАМ влияют на производственные затраты и розничные цены ЭМ; как эти цены соотносятся с ценами на автомобили с ДВС; и как ценовые различия влияют на модели потребительского спроса. Отдельно выделяется рынок аккумуляторов для ЭМ, поскольку он служит основным каналом, через который цены на КАМ влияют на стоимость ЭМ (рис 1). Наиболее используемыми сегодня являются литий-железо-фосфатные (LFP), никель-кобальт-марганцевые (NCM) и никель-кобальт-алюминиевые (NCA) батареи. Литий-марганец оксидные (LMO) аккумуляторы встречаются реже. Все четыре типа объединяет литиевая база и, соответственно, зависимость от цены на этот металл.

Предварительные результаты исследования следующие:

1. Литий — ключевой драйвер стоимости всех типов батарей (доля в себестоимости батарей — от 10–20% в годы со стабильной ценой на литий до 40%–80% в период пиковых цен).
2. Батареи типа NCM/NCA — самые уязвимые к сырьевым колебаниям из-за использования не только лития, но и никеля и кобальта. Следовательно, для производителей важно страхование рисков поставок никеля и кобальта.
3. Батареи типа LFP наименее подвержены влиянию цен на критические материалы, так как зависят только от лития (в 2022 г. литий составлял 82% себестоимости такого аккумулятора).

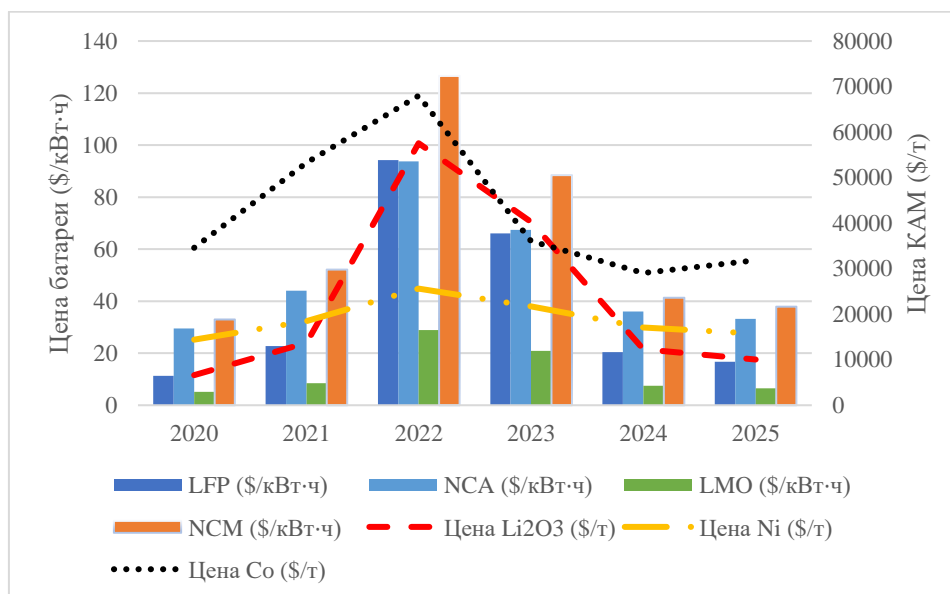


Рис. 1. Соотношение цен на разные виды батарей и используемые в них КАМ.

Связи по всей цепочке стоимости — КАМ, батареи и ЭМ, оказались еще сложнее:

1. Цены на КАМ и цена батареи.

- В 2022 цены на литий, никель и кобальт резко выросли, но батареи почти не подорожали.
- Производители, вероятно, имели запасы, использовали долгосрочные контракты или перешли на менее зависимые от кобальта/никеля технологии (например, батареи типа LFP в Китае).
- Также возможен технологический сдвиг: доля дорогостоящих элементов могла быть снижена. Или эффект масштаба — значительно расширились мощности по выпуску батарей, что также могло стать сдерживающим фактором.

2. Цена батареи и цена ЭМ.

- В 2022, несмотря на рост цен на КАМ, цена на ЭМ упала → цены на сырьё не обязательно являются главным фактором ценообразования ЭМ
- На мировую картину могли повлиять растущая конкуренция производителей ЭМ, снижающаяся себестоимость ЭМ в Китае, Акт по снижению инфляции в США, масштабирование производства.

Итоговый вывод: связи в производственной цепочке от цен на КАМ до стоимости ЭМ на периоде 2020–2025 гг. оказались сложнее, чем изначально казалось интуитивно. Поэтому для лучшего понимания необходимо раскладывать себестоимость на составные части и изучать группы факторов, включая рыночные, технологические и политические.

Проект доклада согласован с научным руководителем — Семикашевым В.В., к.э.н., заведующий лабораторией Института народнохозяйственного прогнозирования РАН.

Список источников

9. Orangi S., Manjong N., Perez Clos D., Usai L., Burheim O.S., Strømman A.H. Историческая и перспективная динамика стоимости литий-ионных аккумуляторов: подход с моделью производства «снизу вверх» // *Journal of Energy Storage*. 2024. Т. 76. Ст. 109800. DOI: 10.1016/j.est.2023.109800.
10. Yim C.-H., Karkar Z., Abu-Lebdeh Y. Критический обзор переработки литий-ионных аккумуляторов: процессы, проблемы и перспективы // *Batteries*. 2022. № 7 (8). Ст. 70. DOI: 10.3390/batteries8070070.
11. МЭА. Глобальный обзор по электротранспорту 2024 / Международное энергетическое агентство. – Париж: МЭА, 2024. – URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>
12. Закон о снижении инфляции 2022 года: H.R.5376 – 117-й Конгресс (2021–2022). – 16 августа 2022. – URL: <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376>.

СОДРУЖЕСТВО ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПНГ

Яковлева Дарья Дмитриевна

Инженер, e-mail: yakovlevadariad@yandex.ru

Институт энергетических исследований РАН, Москва

В последние годы стремительное развитие цифровых технологий стало заметным фактором, формирующим дополнительную нагрузку на энергосистемы. Центры обработки данных (ЦОДы), инфраструктура искусственного интеллекта (ИИ) и криптовалютный майнинг создают новый тип спроса на электроэнергию, отличающийся высокой плотностью потребления, непрерывностью загрузки и особыми требованиями к надёжности энергоснабжения.

Согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2022 году совокупное энергопотребление цифрового сектора составило порядка 460 ТВт·ч, что эквивалентно почти 2% мирового спроса на электроэнергию. По прогнозам, к 2026 году этот показатель может достичь 620–1050 ТВт·ч в зависимости от сценариев внедрения цифровых решений, уровня энергоэффективности оборудования и масштабов использования ИИ. При этом нагрузка распределяется крайне неравномерно: в США к 2026 году доля потребления ЦОДов может достигнуть 6% от общего объема, а в таких странах, как Дания и Ирландия, — 20% и 32% соответственно. Для России актуальность вопроса также возрастает: по состоянию на начало 2025 года совокупная установленная мощность майнинговых ферм оценивается до 11 ГВт. В ряде регионов, например в Иркутской области, это уже привело к дефициту мощности, отключениям и социальной напряженности из-за конкуренции за дешевую электроэнергию между бытовыми и коммерческими потребителями.

В этом контексте особую значимость приобретает поиск устойчивых решений по обеспечению новых типов нагрузки. Перспективным направлением является организация локального энергоснабжения цифровых потребителей за счёт использования попутного нефтяного газа (ПНГ) и низконапорного газа. ПНГ в большинстве случаев является побочным продуктом нефтедобычи, его извлечение осуществляется практически без дополнительных затрат, что позволяет компаниям производить электроэнергию с крайне низкой себестоимостью и предлагать эту энергию потребителям — майнерам и ЦОДам — по привлекательной цене.

Размещение вычислительных объектов вблизи нефтяных месторождений дополнительно снижает издержки: короткое транспортное плечо минимизирует потери при передаче и исключает необходимость в дорогостоящей инфраструктуре распределительных сетей. В условиях северных широт добавляется температурное преимущество — снижение затрат на охлаждение оборудования, что особенно критично для высокоплотной ИТ-нагрузки.

Кроме экономических выгод, реализация таких проектов способна приносить существенный экологический эффект. По данным Всемирного банка, в 2023 году объём сжигания ПНГ на факелах составил 147,7 млрд м³, из которых 28,4 млрд м³ пришлось на Россию — наибольший показатель среди стран мира, сопоставимый по масштабу с выбросами всей российской нефтепереработки. Утилизация ПНГ позволит компаниям уменьшить объём выбросов и приблизиться к целям инициативы Всемирного Банка «Нулевое рутинное сжигание до 2030 года».

Аналогичный подход применим и к низконапорному газу — сырью, которое нецелесообразно подавать в газотранспортную систему из-за низкого давления и необходимости

дорогостоящей очистки. Однако этот газ можно эффективно использовать на месте для локальной генерации электроэнергии при наличии стабильного потребителя.

Таким образом, при грамотно выстроенной стратегии и согласованной регуляторной политике возможно не только обеспечить быстро растущий спрос со стороны цифрового сектора, но и создать устойчивую модель энергетического использования, выгодную как для государства, так и для бизнеса.

Список источников.

1. МТС. Совокупная мощность ферм для майнинга криптовалют в России достигает 11 ГВт [Электронный ресурс] // ПАО «МТС». – 2025. – 21 февраля. – URL: <https://www.mts-com.ru/news/2025/02/21/104601/> (дата обращения: 20.06.2025).
2. International Energy Agency. Electricity 2024: Analysis and forecast to 2026 [Электронный ресурс]. – Paris: IEA, 2024. – 144 с. – URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6b2fd954-2017-408e-bf08-952fdd62118a/Electricity2024-Analysisandforecastto2026.pdf> (дата обращения: 20.06.2025).
3. World Bank. Global Gas Flaring Tracker Report [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data> (дата обращения: 20.06.2025).
4. World Bank. Zero Routine Flaring by 2030 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030> (дата обращения: 20.06.2025).

ПЕРСПЕКТИВЫ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО УГЛЯ В УСЛОВИЯХ ТРАНСФОРМАЦИИ МИРОВОЙ ТОРГОВЛИ

Гончаров Максим Сергеевич

*Российское энергетическое агентство Министерства энергетики Российской Федерации,
Россия, г. Москва, Goncharov@rosenergo.gov.ru*

Введение

В 2024 году мировое потребление угля достигло 8,928 млрд тонн, что на 3,5% превысило показатель 2023 года. Международная торговля углём составила около 1,487 млрд тонн, свидетельствуя о сохраняющейся важности твердого топлива в глобальной торговле. Уголь остаётся ключевым источником энергии для производства тепла и электроэнергии, а также незаменимым сырьём для металлургической и химической промышленности. Несмотря на растущие усилия по переходу на возобновляемые источники энергии, уголь продолжает играть важную роль в обеспечении энергетической безопасности и поддержании экономического роста, особенно в развивающихся странах. Согласно прогнозам, к 2035 году мировое потребление угля будет расти в натуральном и стоимостном выражении, что обусловлено быстрым экономическим развитием таких стран, как Китай и Индия.

Основная часть

В последние годы динамика мирового рынка угля была подвержена значительным колебаниям, вызванным внешними факторами. Пандемия COVID-19 привела к резкому снижению спроса и нарушению цепочек поставок, а затем мировой энергетический кризис 2021–2022 годов вызвал резкий рост цен на уголь. Однако к началу 2025 года цены энергетического опустились до минимальных за последнее время уровней в \$86 по Дальнему Востоку и \$61 за тонну в портах Балтики. Цены на российский коксующийся уголь снизились до уровня \$114–120 за тонну, что сопоставимо с минимальными значениями начала 2024 года. Такое снижение обусловлено как общей тенденцией к ослаблению спроса на уголь в ряде стран, так и укреплением курса рубля, что негативно сказывается на рентабельности российского экспорта. В этих условиях отрасль сталкивается с необходимостью оптимизировать издержки производства и диверсифицировать рынки сбыта.

Крупнейшими импортёрами угля остаются страны Азии – Китай и Индия, которые одновременно являются и крупными производителями угля. В Китае сохраняется высокий внутренний спрос на уголь, однако в последние годы наблюдается снижение импорта энергетического угля из-за роста собственного производства и избыточных запасов. При этом импорт коксующегося угля высокого качества остаётся важной составляющей металлургического сектора страны. Индия, характеризующаяся быстрым экономическим ростом и индустриализацией, увеличивает добычу угля, но потребность в импорте коксующегося угля и энергетического угля по-прежнему велика. Япония и Южная Корея, несмотря на активное развитие возобновляемых источников энергии и повышение энергоэффективности, сохраняют значительный спрос на импортный уголь, в том числе из России, что обусловлено необходимостью обеспечения стабильности энергоснабжения и металлургического производства.

В странах Юго-Восточной Азии, таких как Вьетнам, Таиланд и Малайзия, наблюдается рост внутреннего потребления и импорта угля, что связано с развитием промышленности и ростом населения. Эти страны стремятся обеспечить энергобезопасность и поддержать

экономический рост, что открывает новые возможности для российских экспортёров. В то же время в Европе происходит устойчивое снижение потребления угля под влиянием климатических инициатив и развития альтернативных источников энергии. В частности, спрос на уголь в Евросоюзе сокращается из-за перехода на возобновляемые источники и ядерную энергетику, а импорт российского угля в такие страны, как Турция, значительно уменьшился.

С экономической точки зрения, снижение мировых цен на уголь и укрепление рубля создают давление на доходность российских угольных компаний. При этом затраты на добычу российского угля остаются конкурентоспособными, но для сохранения и усиления позиций на мировом рынке необходимы меры по оптимизации производства и повышению качества продукции. Австралия, являясь крупнейшим экспортёром коксующегося угля высокого качества, получает значительно большие валютные поступления, несмотря на меньший объём экспорта по сравнению с Россией. Это связано с более высокой добавленной стоимостью её продукции и ориентацией на рынки, требующие высококачественный уголь.

Перспективы энергетического угля связаны с замедлением ввода новых угольных электростанций в мире, что обусловлено международными климатическими соглашениями и усилиями по сокращению выбросов парниковых газов. Однако уголь остаётся важным элементом энергетического баланса, особенно в регионах с ограниченными возможностями для быстрого перехода на возобновляемые источники. В ответ на экологические вызовы развиваются технологии чистого угля, такие как улавливание и хранение углерода (CCS), газификация угля, а также модернизация энергетических блоков с применением современных технологий. Эти инновации позволяют снизить углеродный след угольной промышленности и продлить её конкурентоспособность.

Что касается коксующегося угля, то его цена имеет тенденцию к росту из-за истощения запасов ценных марок и усложнения геологических условий добычи. При этом на мировом рынке наблюдается увеличение спроса на коксующийся уголь в развивающихся странах, особенно в Индии и странах Юго-Восточной Азии с их металлургической и машиностроительной промышленностью. Одновременно с этим происходят изменения в технологии производства стали, связанные с декарбонизацией отрасли. Становится все более актуальной технология прямого восстановления железа (DRI) с применением «зелёного» водорода, что снижает долю традиционного коксующегося угля. Тем не менее, прогнозируется, что к 2050 году около 12 % от общемирового выпуска стали будет производиться с использованием водорода, а подавляющая часть останется на основе коксующегося угля. Поэтому перспективным направлением развития для России остается увеличение доли коксующегося угля высокого качества в экспортной структуре и адаптация к новым требованиям металлургического рынка.

Заключение

В заключение, российский энергетический уголь продолжает играть значимую роль на мировом рынке, несмотря на вызовы, связанные с ужесточением климатических требований, снижением мировых цен и усилением конкуренции. Для сохранения и укрепления позиций России необходимо сосредоточиться на повышении эффективности производства и экологической модернизации угольной отрасли, включая внедрение чистых угольных технологий и газификации. Важным направлением является диверсификация экспортных рынков с учётом растущего спроса на энергетический уголь в развивающихся странах Азии и других регионах, где уголь остаётся ключевым источником энергии для обеспечения стабильного электроснабжения. Успешная адаптация к глобальным трендам декарбонизации и устойчивого развития позволит российской энергетической угольной отрасли сохранить

конкурентоспособность и внести значительный вклад в энергетическую безопасность страны и мира в долгосрочной перспективе. Для укрепления своих позиций России необходимо сосредоточиться на повышении доли выпуска высококачественной продукции высокой степени переработки. Таким образом, российский угольный сектор сможет сохранить свою конкурентоспособность и обеспечить устойчивый вклад в экономику страны в долгосрочной перспективе.

Список источников

1. Quarterly Coal Statistics. Международное энергетическое агентство (IEA), 2025. Режим доступа: <https://www.iea.org>
2. World Energy & Climate Statistics – Yearbook / Enerdata, 2024. Режим доступа: <https://www.enerdata.net>
3. Ministry of Coal, Government of India. India Climate & Energy Dashboard. Режим доступа: <https://iced.niti.gov.in/>
4. Japan's 7th Strategic Energy Plan; S&P Global Commodity Insights. Режим доступа: <https://www.spglobal.com>
5. Eurostat – European statistics. Режим доступа: <https://ec.europa.eu/eurostat>
6. Metaltorg, Argus/McCloskey's & S&P Global Platts. Режим доступа: <https://www.spglobal.com/platts/>
7. United Nations Comtrade Database. Режим доступа: <https://comtrade.un.org>
8. Global Energy Monitor. Режим доступа: <https://globalenergymonitor.org>
9. Информационно-аналитическое агентство «Wood Mackenzie». Режим доступа: <https://www.woodmac.com>

STRATEGIC INTEGRATION OF BIOMASS IN BRAZIL'S FUTURE ENERGY MIX: IMPLICATIONS FOR ELECTRICITY GENERATION AND SUSTAINABILITY

Olasunkanmi Opeoluwa Adeoye^{a*} - d2024101450@unifei.edu.br

Electo Eduardo Silva Lora^{*} - silva.electo52@gmail.com

Leonardo Peña Pupo^{*} - leopepucu77@gmail.com

Rubenildo Vieira Andrade^{*} - ruben@unifei.edu.br

Laura Vieira Maia de Sousa^{*} - lauravmaia@gmail.com

Diego Mauricio Yepes Maya^{*} - diegoyepes@unifei.edu.br

René Lesme Jaén^{*} - releja1957@gmail.com

^{} Institute of Mechanical Engineering, Postgraduate Program in Energy Engineering, Excellence Group in Thermal Power and Distributed Generation-NEST. Federal University of Itajuba, Itajuba 37500-903, Brazil*

^a Corresponding author

Abstract

Prolonged droughts and the need to expand generation capacity to mitigate the variability of solar and wind energy effects on system performance have significantly altered Brazil's electricity generation matrix, increasing dependence on environmentally detrimental alternatives. Although bioelectricity in Brazil is predominantly sourced from sugarcane, a substantial portion of the country's biomass potential remains underutilized. This study quantifies the theoretical, technical, and economic potentials of untapped biomass sources, including dedicated energy forests, crop residues, forest residues, vinasse, animal manure, municipal solid waste and excess electricity generation from the sugar industry, and assesses their integration into Brazil's future electricity mix from 2023 to 2050 using the Low Emission Analysis Platform (LEAP). Two energy scenarios were modelled, Business-As-Usual (BAU) and Available Potential Scenario (APS), which fully utilize the calculated economic potential. Results show that the economic potential of bioenergy could increase from 599.86 PJ in 2023 to 1,455.27 PJ by 2050, supporting up to 70 GW of installed capacity. Under the APS, the renewable share in electricity generation increases from 87% (BAU) to 95% by 2050, with bioenergy contributing up to 26% of total electricity generation. This transition boosts energy availability by 42% compared to BAU and increases total installed capacity by 62% relative to the base year. Investment analysis showed that the additional installed bioenergy capacity does not create an additional investment burden, but rather reallocates capital toward cleaner energy alternatives. This research provides a practical strategy for Brazil to achieve its emissions reduction goals in electricity generation.

Keywords: Biomass potential projection; LEAP modelling tool; GHG mitigation; Low-carbon electricity

HARNESSING BIOMASS FOR SUSTAINABLE FUEL AND BIOCHAR: A PATHWAY TO A GREEN ECONOMY

Yusuf M Isa

University of The Witwatersrand, South Africa.

Yusuf.isa@wits.ac.za

Biomass resources are essential for maintaining life, but they also have enormous potential for economic expansion and the development of human capital. Critical sustainable development goals can be advanced, and enormous wealth can be unlocked through the appropriate use of organic, forestry, and agricultural waste streams. The advantages of biomass have not yet been completely appreciated, particularly in poor nations. Utilizing the green economy can be facilitated by biofuels, biochar, renewable energy, and bioproducts. To guarantee sustainability, however, issues like carbon emissions, land use disputes, and deforestation must be resolved.

The presentation focuses on the critical role that biomass, specifically forestry waste, invasive plants, and agricultural residues, can play in decarbonization and circular economy systems. Biomass may promote economic growth, energy security, and sustainability through the use of bioconversion technology and the concepts of the circular economy. Products made from biomass have already proven to be crucial in the production of high-value chemicals, biochar for sequestering carbon, clean fuels, biodegradable materials, and organic fertilizers.

Our research findings on the valorisation of biomass into solid (biochar), liquid (biofuels), and gaseous (syngas, biogas) products are discussed, along with their technological pathways and applications. Special emphasis is placed on the role of biochar in soil enhancement, carbon sequestration, and the Food-Energy-Water Nexus.

Challenges to scaling biomass utilization such as lack of infrastructure, financing gaps, policy barriers, and technological bottlenecks are examined, alongside strategies to overcome them. A sustainable green economy requires a robust biomass value chain, supported by innovation, investment, and inclusive policies.

In an era marked by climate urgency and the need for localized solutions, leveraging biomass for fuel and biochar is not just a scientific challenge, is a moral and economic imperative. This presentation aims to kindle critical thinking on transitioning toward a circular, low-carbon future powered by biomass.

MATHEMATICAL MODELING AND CONTROL OF THE FLOW BATTERIES

Wang L.¹, Sidorov D.², Dreglea A.³

¹*Sino-Russian Joint Research Center for Advanced Energy and Power Systems, Harbin Institute of Technology, Harbin, China*

²*Energy Systems Institute, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

³*Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia*
wlg2001@hit.edu.cn

In order to improve the energy density of the zinc bromine flow battery (ZBFB), we are paying attention to develop a power conversion system (PCS) to change the flow rates of the electrolyte online. For this purpose, a DDPG (Deep Deterministic Policy Gradient) algorithm (Fig. 1) has been used to optimize the PI (Proportion Integration) parameters of the PCS as shown in Fig. 2. Due to the DDPG a control rule of the energy density to the flow rates can be derived which is used to modulate the output driving current of the PCS. For instance, a 10kWh ZBFB reveals that with the proposed approach its energy density has reached 85Wh/kg from 70Wh/kg. It indicates that this work can improve the energy density of ZBFB by real-time estimating and correcting the flow rates based on optimizing the PI control parameters of ZBFB.

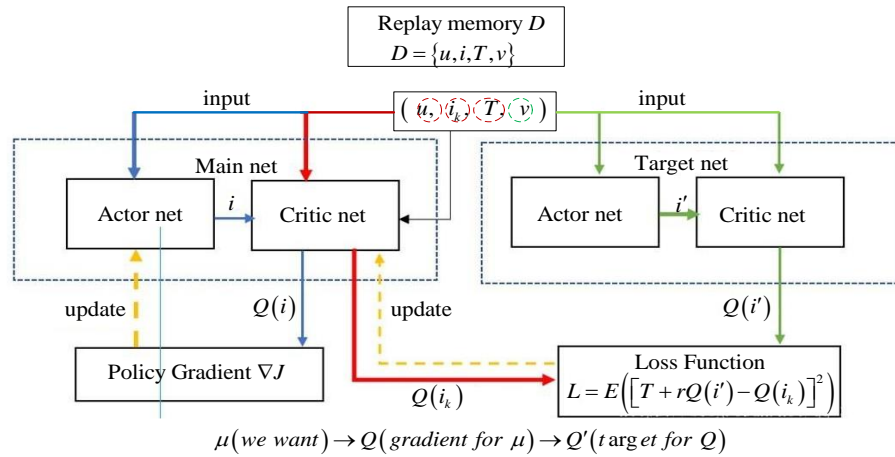


Fig.1 Control scheme of the DDPG

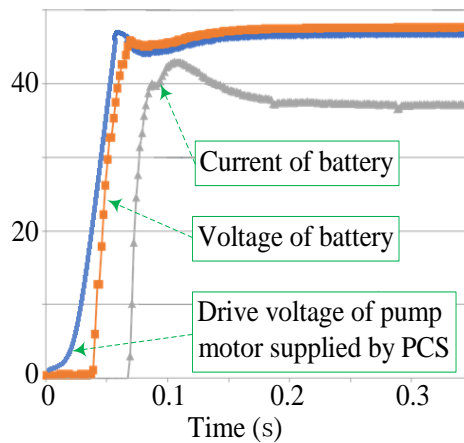


Fig. 2 Current and voltage of PCS

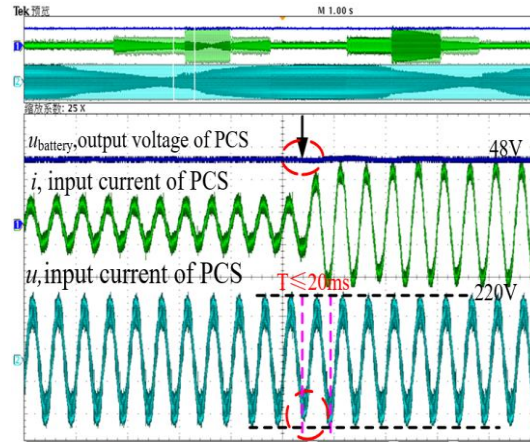


Fig. 3 Output current and voltage of ZBFB

Experiments show that the energy density of the ZBFB has been improved significantly. It means that it's a possible way by using DDPG to optimize the PI parameters of the PCS for deriving the control rule of drive voltage of pump motor to the current density of the ZBFB. This research offers substantial practical implications for flow battery technology, particularly for renewable energy integration. The achieved 21% increase in energy density - from 70 to 85 Wh/kg - confers direct economic and operational advantages. For large-scale storage, this enhancement permits greater energy capacity within a fixed footprint or reduced system size for a given capacity, improving the competitiveness of ZBFBs. Moreover, the online implementation of the DDPG algorithm represents a transition from static to adaptive system control. This ensures peak efficiency across variable loads and lifetimes, mitigates degradation, and extends operational lifespan. The derived control rule, dynamically linking pump voltage to current density, provides a robust method for optimising electrolyte circulation, minimising parasitic losses whilst preventing reactant starvation. Future work should focus on scaling this control strategy to commercially relevant systems (e.g., 100kWh or MWh-scale) to validate performance in real-world environments. The DDPG framework could be extended for multi-objective optimisation, simultaneously targeting energy density, degradation minimisation, and lifecycle cost. Further avenues include applying the developed control framework to other flow battery chemistries via transfer learning, and its integration with higher-level energy management systems to enable autonomous response to grid signals, maximising the battery's value within the energy ecosystem.

Acknowledgment: this work is supported in part by the framework of the project of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. 13.2251.21.0241 (el. budget No. 075-15-2024-659).

MODELING BIO-OIL PRODUCTION FROM MICROALGAE BIOMASS USING HYDROTHERMAL LIQUEFACTION (HTL).

**Gabriel Gomes de Luca Gonçalves, Osvaldo J. Venturini, Electro Eduardo Silva
Lora**

*IEM (Mechanical Engineering Institute) - UNIFEI (Federal University of Itajubá).
Av. BPS, 1303, Pinheirinho, Itajubá – MG, Brazil
osvaldo@unifei.edu.br*

The search for new energy sources has intensified with technological advancements and the growing global population, due to humanity's reliance on limited and polluting resources like coal, oil, and natural gas for energy production. Structural and technological changes are essential for implementing efficient and sustainable energy systems that help decarbonize heavy industry sectors, such as steel and cement, thereby enabling the energy transition and reducing environmental impacts. Producing liquid biofuels, such as biodiesel, biokerosene, and biogasoline, through the hydrothermal liquefaction (HTL) of microalgae is emerging as a promising alternative for industrial decarbonization. In this process, microalgae are cultivated using the CO₂ emissions from these industries, contributing to the development of carbon-neutral systems. HTL is a thermochemical process conducted in stainless steel reactors at high pressures and temperatures, converting biomass into biocrude, biogas, biochar, and wastewater. After HTL, the raw bio-oil undergoes hydrogenation and distillation processes to obtain commercial biofuels. This study involved modeling the hydrothermal liquefaction (HTL) process using Aspen Plus software, applying kinetic data related to a reaction network that describes the decomposition of key biomass components (carbohydrates, proteins, lipids, and ash), and their conversion into the desired products. The model incorporated components such as pumps, heaters, coolers, three-phase distillers, and a tubular reactor. The simulation was conducted at a reactor pressure of 250 bar, with the temperature adjusted across four scenarios: 250 °C, 300 °C, 350 °C, and 400 °C. Six species of microalgae were analyzed: *Chlorella vulgaris*, *Nannochloropsis oculata*, *Porphyridium cruentum*, *Spirulina*, *Nannochloropsis* sp., and *Pavlova* sp., with average biocrude yield results of 40,2%, 47,1%, 28,2%, 27,7%, 43,0% and 35,6%, respectively. The results indicated that species with a higher lipid content in their composition produce better yields of crude bio-oil, the main product of interest.

Keywords: microalgae, biomass, hydrothermal liquefaction, HTL, biofuels, biocrude.

GREEN INNOVATION DRIVEN BY ESG: DO STATE-OWNED ENTERPRISES HAVE AN ADVANTAGE?

Wang H.¹, Sun H.², Sidorov D.³

¹Xiamen University, Xiamen, China

²University of Science and Technology Beijing, Beijing, China,

*³Energy Systems Institute, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia,
shp797@163.com*

As companies increasingly focus on green innovation, it is essential to explore the impact of Environmental, Social, and Governance (ESG, framework that evaluates a company's sustainability) ratings on green innovation across different ownership structures. Based on data from Chinese listed companies between 2011 and 2023, this study finds that ESG ratings significantly enhance corporate green innovation. Furthermore, state-owned enterprises (SOEs) are found to be more significantly driven by ESG ratings in promoting green innovation compared to non-state-owned enterprises. Mechanism analysis reveals that firms with higher ESG performance are more likely to secure commercial credit, improving liquidity and thus promoting green innovation. Digital transformation is also recognized as a key tool for advancing green innovation, particularly in SOEs, where the synergy between digital transformation and green innovation is more pronounced, possibly due to policy orientation and long-term strategic planning. Interestingly, when examining the dimensions of ESG, both state-owned and non-state-owned enterprises significantly drive green innovation through the social and environmental dimensions, but fail to achieve this through the management dimension. This paper provides compelling evidence on how ESG performance drives green innovation, offering policy insights for the sustainable development of enterprises with different ownership structures.

TOWARDS NET ZERO ENERGY COMMUNITIES WITH ESS DESIGN ENGINEERING

Sidorov D.¹, Tomin N.¹, Dreglea A.²

*¹Sino-Russian Joint Research Center for Advanced Energy and Power Systems,
Energy Systems Institute, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

*²Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia
e-mail dsidorov@isem.irk.ru*

This overview outlines a comprehensive framework for designing net-zero energy communities, with a specific focus on the context of the Russian power system. It addresses the challenges of modernizing Russia's extensive and often isolated grid, which is characterized by long transmission distances, a thermal-heavy generation mix, and low renewable penetration. The core of the work presents an overview of the bi-level optimization model, combined with reinforcement learning (specifically Monte Carlo Tree Search), for the optimal management of community microgrids. This architecture features a central Community Energy Management System (EMS) that operates an internal local market to redistribute costs and revenues, ensuring Pareto efficiency so that no member is worse off by participating than by acting individually. A real-world case study in the Baikal region demonstrates the application of this model. The community integrates wind, solar, and biomass gasification with energy storage systems modeled with Volterra approach. Numerical results show that this approach can reduce the Levelized Cost of Energy (LCOE) by 20-40% and significantly improve power supply reliability compared to individual or traditionally grid-connected microgrids. The study concludes that such community-based models, supported by steerable renewables and strategic storage deployment, are crucial for a cost-effective and resilient energy transition in Russia.

Acknowledgment. The study was partially supported by state assignment of Ministry of Science and Higher Education of Russian Federation No. FZZS-2024-0003.

AUTOTHERMAL REFORMING OF NATURAL GAS COMBINED A SOFC FOR EFFICIENT POWER GENERATION AND CO₂ EMISSION REDUCTION: ENERGY, EXERGY AND ECONOMIC (3E) ANALYSES

Junjie Wei^a, Yuming Zhang^{a,*}, Zhewen Chen^{a,*}, Wei Zhang^a, Jiazhou Li^a

*^a State Key Laboratory of Heavy Oil Processing, China University of Petroleum-Beijing, Beijing, 102249, China
Corporation Research Institute, Beijing 102209, China*

Abstract:

A novel power generation system based on autothermal reforming (ATR) of natural gas is proposed, which combines a solid oxide fuel cell (SOFC) and a combined cycle. In the ATR process, the methane undergoes reforming with oxygen and steam. Subsequently, the syngas produced undergoes further reforming in a water-gas shift reactor enroute to the SOFC. An innovative feature is combusting the anode exhaust from the SOFC with pure oxygen within the combustor, yielding high-temperature flue gas. This gas is then channeled into a combined cycle system for additional power output. Notably, this flue gas—composed primarily of CO₂ and H₂O—facilitates straightforward CO₂ capture. With an autothermal reforming rate of 0.06, an SOFC temperature of 1000°C, and a fuel utilization rate of 0.83, the system achieved remarkable power and exergy efficiencies of 76.58% and 74.11%, respectively. Importantly, the CO₂ capture rate approached 100%, and the LCOE for this advanced system stood at 0.402 ¥/kWh. This integrated approach not only optimizes the use of natural gas resources in power systems but also aligns strategically with the achieving carbon emission peaks and neutrality. Thus, it constitutes a significant stride towards sustainable and efficient energy systems.

Keywords: natural gas, autothermal reforming, SOFC, system integration, economic analysis

HYDROGEN RICH SYNGAS PRODUCTION FROM BIOMASS STEAM GASIFICATION BY BIOCHAR-BASED CATALYSTS

Liu Yang^a, Yuming Zhang^{a,*}, Jiazhou Li^a, Wei Zhang^a, Zhewen Chen^a

*^a State Key Laboratory of Heavy Oil Processing, China University of Petroleum-Beijing, Beijing, 102249, China
Corporation Research Institute, Beijing 102209, China*

Abstract:

Thermochemical conversion technologies, i.e., pyrolysis or gasification, have been a promising technology to produce hydrogen-rich syngas from biomass. Nevertheless, the process often suffers from poor selectivity in producing the desired products, including additional tar formation and low hydrogen concentration. This study focused on developing cost-effective catalytic systems for biomass reforming to enhance hydrogen-rich syngas production while mitigating tar formation. In this study, biochar exhibited promising characteristics as catalytic substrate, attributed to its rich oxygen-containing functional groups and hierarchical porous structure. A two-stage fixed-bed reactor was employed to evaluate the catalytic performance of various biochar. Biochar's physicochemical properties were systematically regulated through preparation parameters (temperature and atmosphere), acid-washing treatment, and biomass feedstock selection. Biochar prepared under oxygen atmosphere at 800°C achieved higher hydrogen concentration (55.26 vol.%) and higher hydrogen yield (24.03 mmol/g_{biomass}). This research provides fundamental insights for further designing biochar-based catalysts with enhanced hydrogen yield and reduced tar byproducts.

Keywords: biomass, steam gasification, hydrogen-rich syngas, biochar-based catalyst

