

Коллективом авторов разработан и внедрен комплекс инновационных технологий для эффективного управления режимами работы и состоянием энергетического оборудования с целью повышения их экономичности и надежности на основе отечественных программно-технических средств.

Предложен комплексный подход для решения задачи увеличения эффективности и надежности энергетического оборудования, используя передовые цифровые и интеллектуальные технологии. Уникальность этого подхода заключается в интеграции и разработке технологий по повышению маневренности парогазовых установок (ПГУ) при различных нагрузках и режимах работы, в создании интеллектуальных систем управления для оптимального распределения нагрузок с учетом экономических и надежности аспектов, в разработке методов оценки технического состояния и управления производственными активами, а также в создании алгоритмов адаптивной настройки регуляторов электроэнергетической системы для повышения ее эффективности и надежности. Разработанные подходы послужили основой для систем поддержки принятия решений в энергетической отрасли.

Представленная на соискание премии Правительства Российской Федерации 2024 года в области науки и техники для молодых ученых работа содержит в себе совокупность научно-технических решений и высокоэффективных энергетических технологий, обеспечивающих увеличение экономической эффективности и надежности энергетического оборудования.

I. Разработка комплекса мероприятий по повышению маневренности ПГУ с помощью паровой турбины путем расширения нижней границы регулировочного диапазона при работе ПГУ как в теплофикационном, конденсационном, так и ГТУ-ТЭЦ в режимах пониженных нагрузок с полным составом оборудования с обеспечением требуемых (допустимых) эксплуатационных условий по содержанию вредных выбросов в уходящих газах и/или экономичности (КПД) и/или надежности работы оборудования ПГУ.

1. Разработана новая технология разгрузки и работы ПГУ на пониженных нагрузках с помощью паровой турбины.

ПГУ разгружается в соответствии с эксплуатационной инструкцией до уровня допустимых значений по содержанию вредных выбросов в уходящих газах и/или экономичности (КПД) ПГУ и/или надежности работы газовых турбин и котлов-утилизаторов («базовый» режим). Дальнейшая разгрузка ПГУ по электрической нагрузке производится при постоянной мощности газовых турбин только за счет снижения электрической мощности паровой турбины. Газовая турбина и котел утилизатор работают в допустимых границах без ущерба по надежности.

Разработаны и исследованы четыре возможных варианта организации обводного парораспределения при работе ПГУ (на примере ПГУ-450Т, ПГУ - 450) в теплофикационных режимах, с целью расширения регулировочного диапазона. В результате проведенных исследований установлено, что применение обводного парораспределения на паровой турбине при работе ПГУ-450 в теплофикационном режиме позволяет расширить регулировочный диапазон ПГУ по электрической мощности на 5–20% от установленной мощности.

2. Разработана принципиально новая, не имеющая аналога, технология работы ПГУ (на примере ПГУ-450) в конденсационном режиме и в режиме ГТУ-ТЭЦ при прохождении провалов электрической нагрузки, при остановках с переводом паровой турбины в моторный режим с целью повышения маневренности и надежности ПГУ.

На основе усовершенствованной математической модели расчета температурного состояния группы ступеней и отсеков паровой турбины Т-125/150, учитывающей её конструктивные особенности в глубоко нерасчетных режимах, проведена оптимизация параметров и управления режимов работы турбины ПГУ в конденсационном и теплофикационном режимах.

Разработаны тепловые схемы, проведена оптимизация схем подачи охлаждающего пара в проточную часть турбины, рассчитаны расход и параметры охлаждающих потоков.

Применение данной технологии сокращает время повторного пуска паровой турбины при переводе ПГУ-450 из режима ГТУ-ТЭЦ в номинальный

режим на 14 мин., соответственно сокращаются и пусковые потери топлива.

Перевод паровой турбины ПГУ в моторный режим (МР) одновременно с повышением маневренности ПГУ улучшает также показатели надежности работы паровой турбины за счет исключения малоцикловых тепловых напряжений в металле её паровпускных частей.

Дополнительным преимуществом перевода паровой турбины в МР является возможность работы генератора паровой турбины в режиме синхронного компенсатора с целью регулирования качества электроэнергии в энергосистеме.

Разработаны цифровые модели и на их основе – экономико-математические модели оценки целесообразного времени использования указанных способов повышения маневренных характеристик ПГУ. Длительность целесообразного времени перевода паровой турбины ПГУ в моторный режим колеблется в пределах от 10 до 18 часов при различных сочетаниях стоимости условного топлива и электроэнергии на рынке, тарифа на тепло.

II. Разработка интеллектуальной системы управления по выбору состава включенного генерирующего оборудования и оптимизации распределения тепловой и электрической нагрузок на ТЭС с учетом факторов экономичности и надежности.

Оптимизация режимов функционирования станции включает в себя две задачи: выбор состава основного включенного генерирующего оборудования и распределение нагрузки между выбранным оборудованием при заданном графике нагрузок.

Разработан комплекс методик по выбору оптимальных режимов работы ТЭС со сложным составом оборудования в рыночных условиях с учетом факторов экономичности, надежности и текущего технического состояния оборудования. Комплекс состоит из:

-методики выбора состава включенного генерирующего оборудования, позволяющая производить выбор состава генерирующего оборудования на оперативные сутки с учетом факторов экономичности и надежности на основе

прогноза индекса равновесных цен и ценовых заявок;

- методики дооптимизации распределения тепловой и электрической нагрузок при заданном составе генерирующего оборудования и отклонения от диспетчерского графика нагрузок ГТП.

В методике выбора состава включенного генерирующего оборудования целевой функцией выступает маржинальная прибыль и ее максимизация на каждом этапе оптимизации:

$$M_t = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n \left((D_{tNi} + D_{tQit}) - \left(\sum_{k=1}^K 3_{tik, (Ni.QitQi\Pi)} + 3_{i\text{пуск}} + 3_{i\text{над}} \right) \right)$$

Затраты от отказа (аварийного останова) i -го рассматриваемого агрегата рассчитываются по формуле:

$$3_{i\text{над}} = q_i Y_i$$

где q_i – вероятность отказа i -го рассматриваемого агрегата; Y_i - ущерб от отказа (аварийного останова) i – го рассматриваемого агрегата.

Ущерб от отказа (аварийного останова) i – го рассматриваемого агрегата:

$$Y_i = (N * C_N * t + \Theta_{it} * C_{\text{эбр}})$$

где N - недоотпуск располагаемой мощности i – го рассматриваемого агрегата при выходе его из строя, кВт; C_N – цена мощности i – го рассматриваемого агрегата, руб/кВт за час; Θ_{it} -величина недоотпуска электроэнергии i – го рассматриваемого агрегата, кВтч; $C_{\text{эбр}}$ -цена электроэнергии на балансирующем рынке, руб/кВтч; t – продолжительность отказа (время до конца суток).

Маржинальная прибыль на этапе дооптимизации с учетом критерия надежности:

$$M_t = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n \left((D_{tNi} + D_{tQit}) - \left(\sum_{k=1}^K 3_{tik, (Ni.QitQi\Pi)} + 3_{ti\text{штр}} \right) \right)$$

Затраты на штрафы с внутренней инициативой станции.

$$3_{ti\text{штр}} = (K * N * C_N * t + \Theta_{it} * C_{\text{эбр}}) q_i$$

где K - коэффициент, учитывающий непредоставления мощности (коэф-

фициент по инициативе); N - недоотпуск располагаемой мощности оборудования при выходе блока из строя, кВт; C_N –цена мощности, руб/кВт за час; Δ_{it} - величина недоотпуска электроэнергии, кВтч; $C_{\text{эбр}}$ -цена электроэнергии на балансирующем рынке, руб/кВтч; q_i -вероятность отказа i -го рассматриваемого агрегата; t -продолжительность отказа (время до конца суток).

Оптимальное почасовое распределение нагрузки между генерирующим оборудованием производится на основе метода смешанного линейного целочисленного программирования с учетом ограничений, в том числе по диапазону минимальных и максимальных нагрузжений, динамических ограничений на режим работы оборудования, интегральные ограничения по объему используемого топлива, точность расчета.

Разработанные программные пакеты являются унифицированными, настраиваемыми на основе имитационных моделей отдельных элементов станции, подходящими для решения каждой конкретной прикладной задачи, имеющими достаточную степень математической строгости и точности, и учитывающими последующую корректировку, гибкость настройки и широту масштабирования.

Представленная интеллектуальная система управления и алгоритмы направлены на комплексный учет экономичности и надежности работы как в текущем, так и в долгосрочном аспекте времени – при выходе и работе станции на рынок электроэнергии и мощности, а также при выборе оптимальной стратегии проведения восстановительных и ремонтных работ.

Для анализа надёжности ТЭС предложено использовать метод расчёта показателей надёжности, основанный на применении марковских процессов. В основе этого метода расчета надежности лежит описание функционирования энергоблоков с дискретным множеством состояний.

При оптимальном распределении нагрузки между агрегатами группы точек поставки (ГТП), состоящей из трех турбин Т-100/120-130, котлов Е-480-140 и пиковых водогрейных котлов КВГМ-100 без учета надежности затраты при выходе из строя агрегата с большей вероятностью отказа составляет 13,6

млн рублей; ущерб с учетом надежности равен 9,2 млн рублей.

При дооптимизации распределения тепловой и электрической нагрузок при заданном составе генерирующего оборудования и отклонения от диспетчерского графика нагрузок ГТП из-за отказа оборудования одного из энергоблоков суточная прибыль уменьшается приблизительно на 15–20% с учетом штрафных санкций.

Проведенные оптимизационные расчеты для различного состава оборудования для КЭС и ТЭЦ показали, что экономический эффект не является постоянным, может изменяться в различных интервалах и зависит от многих факторов.

Экономический эффект от внедрения данных интеллектуальных систем управления составляет: - на конденсационных станциях – 0,5–1,2% от среднегодового расхода топлива; - на ТЭЦ со смешанными связями различного типа (поперечными и блочными) и состава оборудования – в среднем 0,5–1,9% от среднесуточного расхода топлива; - на ТЭЦ блочного типа со сложным составом оборудования, включая традиционные теплофикационные агрегаты и парогазовые энергоблоки типа ПГУ-450 – 1,2–3,5% от среднесуточного расхода топлива. Приведенный экономический эффект от внедрения интеллектуальных систем управления на ТЭС, оценивается приблизительно в 500 млн. рублей.

Предлагаемые методики и модели оптимального распределения выработки электроэнергии между работающими агрегатами учитывают фактическое техническое состояние генерирующего оборудования, технологические нарушения в функциональных узлах и элементах.

III. Разработка системы поддержки принятия решения при управлении производственными активами энергетических предприятий.

В настоящее время в энергетической сфере наблюдается устойчивая тенденция снижения остаточного ресурса оборудования. Одним из возможных путей решения этой проблемы, предлагаемый в работе, является повышение эффективности управления производственными активами за счет оценки и

прогнозирования технического состояния оборудования, и переход на принцип формирования и выполнения ремонтных программ по фактическому состоянию оборудования, реализуемое за счет создания соответствующей системы поддержки принятия решения.

Отличительной чертой является комплексный охват существующей научно-практической проблемы.

- построена онтологическая модель предметной области, включающая вопросы оценки технического состояния, организации технического обслуживания и ремонта, позволяющая анализировать системные связи и взаимное влияние факторов;

- разработан метод определения показателей надежности оборудования с использованием статистики на основе искусственных нейронных сетей;

- разработаны алгоритмы оценки технического состояния энергетического оборудования в условиях отсутствия статистической информации на основе методик, утвержденными соответствующими отраслевыми инстанциями.

На основе предложенных методов и алгоритмов создан типовой программный продукт: «Бест: Система управления производственными активами» («Бест:СУПА») и модуль учета электросетевого оборудования для решения «1С:ERP Энергетика 2» на платформе «1С: Предприятие».

Позволяет: -снизить затраты на реализацию ремонтных программ на 1,5 - 3 %, в зависимости от объема оборудования, включенного в программу его ремонта; -снизить аварийность оборудования в среднем на 1% за счет оптимизации ремонтных работ.

Полученные научные результаты используются холдингом ПАО «Россети», территориальными сетевыми. За последние десять лет выполнен фактический объем проектов по внедрению программного продукта: «Бест: Система управления производственными активами» («Бест: СУПА») на сумму более 500 млн. рублей.

IV. Разработка метода оптимальной настройки регуляторов энергосистем.

Разработаны метод получения решения обобщенного уравнения Ляпунова и алгоритмы адаптивной настройки регуляторов энергосистем, позволяющие демпфировать низкочастотные межзональные колебания ЭЭС на основе неявной эталонной модели.

Разработан метод решения обобщенного уравнения Ляпунова для широкого класса непрерывных нестационарных билинейных систем на основе метода грамианов и итеративного метода построения решения. Предложенный подход заключается в диагонализации исходной системы, получении сепарабельного спектрального разложения грамиана стационарной линейной части по комбинационному спектру матрицы динамики линейной части, применении на каждом шаге итерации спектрального разложения матрицы ядра решения на предыдущем шаге и последующего агрегирования элементов матриц решения. Получены спектральное разложение грамианов управляемости и наблюдаемости нестационарной билинейной системы в виде суммы матриц субграмианов, соответствующих парным комбинациям собственных чисел матрицы динамики линейной части. Разработан новый метод и алгоритм элементарного вычисления матриц решения обобщенного уравнения Ляпунова для билинейных систем. Принципиальная новизна подхода состоит в переносе вычислений с матрицы решения на вычисление последовательности ее элементов на каждом шаге итерации. Это позволяет упростить вычисления и получить компактное аналитическое выражение для матрицы решения обобщенного уравнения Ляпунова. Установлены новые достаточные условия абсолютной и равномерной сходимости элементов матриц решений для широкого класса билинейных нестационарных систем.

V. Системы поддержки принятия решений в энергетике.

Система поддержки принятия решений (СППР) в энергетике, являясь подсистемой верхнего уровня АСУТП, выступает в качестве опытного и высококвалифицированного консультанта при поиске первопричин нарушения нормального функционирования технологического объекта управления, особенно в нештатных и аварийных ситуациях, когда операторы не в состоянии

своевременно реагировать на лавинообразный поток аварийных сигналов.

Полномасштабная реализация перечисленных задач позволит осуществить принципиально новый тип управления объектом (по будущему состоянию). Интеграции двух основных направлений:

1. применение экспертных систем, проблемно ориентированных на решение задач, связанных с эксплуатацией конкретного объекта;

2. использование результатов оперативного динамического моделирования поведения параметров технологического объекта и его компонентов в реальном масштабе времени или в темпе, опережающем реальный масштаб времени, предоставление оператору прогноза развития складывающейся ситуации.

Полученные научные результаты используются холдингом ПАО «Россети», территориальными сетевыми, проектными организациями (АО «Интерматик», ЗАО «Интеравтоматика», ООО "Энергоавтоматика" и др.), генерирующими компаниями (ПАО КГК, ПАО Мосэнерго, СГК).

Общий объем экономического эффекта от работы оценивается ориентировочно в 1 млрд. рублей. Перспективный объем рынка до 2035 года может быть оценен в 3 млрд. руб.

Внедрение в эксплуатацию и тиражирование предлагаемых технологий обеспечивает надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей, безаварийную и экономичную работу энергооборудования. Снижение себестоимости вырабатываемой электроэнергии позволяет устанавливать более низкие тарифы для населения и промышленности. Использование отечественного программного продукта повышает безопасность АСУ и снижает стоимость внедрения