

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»**

На правах рукописи

ПЕТРОЧЕНКОВ АНТОН БОРИСОВИЧ

**РАЗВИТИЕ ТЕОРИИ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ
ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ
ПРЕДПРИЯТИЙ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ ОТРАСЛИ**

Специальность 05.09.03 – «Электротехнические комплексы и системы»

Диссертация
на соискание ученой степени
доктора технических наук

Пермь – 2016

Оглавление

Введение	8
1. Состояние и задачи повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов	20
1.1. Исходные положения	20
1.2. Анализ структуры и свойств основных этапов жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий минерально- сырьевой отрасли	21
1.3. Характеристика состава потребителей узлов нагрузки предприятий минерально-сырьевой отрасли.....	26
1.4. Методы моделирования электротехнических комплексов, оценки и прогнозирования их состояния	37
1.5. Задачи исследования.....	45
2. Методология моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли	47
2.1. Обоснование основных идей	47
2.2. Математическое описание основных структурных элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли	51
2.2.1. Модель синхронной машины	52
2.2.2. Модель асинхронной машины.....	69
2.2.3. Модель линии электропередачи	80
2.2.4. Модель трансформатора	83
2.2.5. Модель статической нагрузки	88

2.2.6. Модель сети переменного тока	89
2.3. Моделирование стационарных и квазистационарных режимов электроэнергетических систем предприятий	91
2.4. Моделирование динамических режимов электроэнергетических систем предприятий.....	101
2.5. Разработка математического аппарата энергоинформационной модели электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.....	107
Выводы	114
3. Реализация энергоинформационной модели электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли	116
3.1. Структурная и функциональная схемы энергоинформационной модели электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли	116
3.2. Иерархическая структура массивов данных элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли	122
3.2.1. Признаки упорядоченности элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли	122
3.2.2. Алгоритм синхронизации энергоинформационной модели с используемыми на отраслевых предприятиях информационно-аналитическими системами.....	126
3.2.3. Структура хранилища данных о техническом состоянии и обслуживании элементов электротехнических комплексов.....	129

3.3. Алгоритмическое обеспечение задач технического обслуживания и ремонта элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основных этапах жизненного цикла	131
3.3.1. Формирование графика планово-предупредительных ремонтов электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли	131
3.3.2. Формирование перечня видов обслуживания, заданных для элементов электротехнического комплекса	135
3.3.3. Обеспечение профилактического контроля исправности электротехнического оборудования, используемого только в аварийных ситуациях	138
3.3.4. Разработка модуля вывода информации	139
3.4. Разработка моделей технологических операций для технического обслуживания и ремонта электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли	143
Выводы	149
4. Методы оценки технического состояния электротехнического оборудования в задачах повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов в условиях неопределенности и неполноты информации	151
4.1. Исходные положения	151
4.2. Комплексная оценка технического состояния электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли	152
4.2.1. Оценка рисков отказа электротехнического оборудования	152
4.2.2. Вероятностная оценка отказов	153

4.2.3. Экспертная оценка состояния электротехнического оборудования	154
4.2.4. Метод последовательного взвешивания.....	156
4.2.5. Дробный факторный эксперимент.....	157
4.3. Функции эффективности для основного электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли	160
4.3.1. Оценка технического состояния электродвигателей переменного тока	160
4.3.2. Оценка технического состояния комплектных трансформаторных подстанций	162
4.3.3. Оценка технического состояния линий электропередачи	173
4.3.3.1. Оценка технического состояния воздушных линий электропередачи	173
4.3.3.2. Оценка технического состояния кабельных линий электропередачи напряжением 20-35 кВ	183
4.4. Анализ моделирования функций эффективности для основного электротехнического оборудования электротехнических комплексов на основе приближающих функций.....	188
Выводы	191
5. Моделирование этапов жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основе метода генетического алгоритмирования и принципов организации экспертной оценки факторов риска отказов электротехнического оборудования	193
5.1. Исходные положения	193

5.2. Оценка эффективности функционирования	
электротехнических комплексов на этапах их жизненного цикла	
методами генетического алгоритмирования.....	203
5.3. Совершенствование методов экспертной оценки	
функционирования электротехнических комплексов	223
5.3.1. Исходные положения.....	223
5.3.2. Задача выбора схемы электроснабжения на основе	
коллективных экспертных оценок.....	225
5.3.3. Количественная оценка субъективной уверенности	
эксперта.....	227
Выводы	235
6. Разработка научно-технических решений и мероприятий,	
обеспечивающих повышение эффективности функционирования	
электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой	
отрасли	237
6.1. Методика интегрированной логистической поддержки этапов	
жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий	
минерально-сырьевой отрасли	237
6.2. Рекомендации по управлению эксплуатационной	
документацией, обеспечивающей эффективное функционирование	
электротехнических комплексов предприятий	
минерально-сырьевой отрасли	249
6.3. Система информационной поддержки управления жизненным	
циклом электротехнического оборудования.....	254
6.4. Методика оценки организационно-технических мероприятий,	
направленных на повышение эффективности функционирования	
электротехнических комплексов.....	260
Выводы	268

Заключение.....	271
Перечень сокращений и условных обозначений.....	276
Список литературы.....	280
Приложение А. Аналитические значения эквивалентных комплексных сопряженных сопротивлений синхронного двигателя.....	316
Приложение Б. Аналитические значения пусковых токов синхронного двигателя.....	324
Приложение В. Матрично-топологический расчет токов короткого замыкания для участка системы электроснабжения промышленного предприятия.....	329
Приложение Г. Пример технологической карты по ремонту и техническому обслуживанию электротехнического оборудования.....	336
Приложение Д. Моделирование функций эффективности для воздушных линий электропередачи на основе приближающих функций.	342
Приложение Е. Карта контроля параметров технического состояния воздушных линий электропередачи	354
Приложение Ж. Материалы, подтверждающие внедрение результатов диссертационной работы	358

Введение

Актуальность работы. Минерально-сырьевая отрасль является одной из ключевых для экономики Российской Федерации. Дальнейшее развитие и повышение эффективности предприятий минерально-сырьевой отрасли (ПМСО) предусматривает, с одной стороны, интенсификацию добычи полезных ископаемых за счет внедрения технологий увеличения производительности оборудования, развития автоматизации и интеллектуализации промыслов, с другой стороны, существенное уменьшение доли затрат отраслевых предприятий на электроэнергию и обслуживание энергетического комплекса, в том числе и за счет внедрения систем малой и автономной генерации.

Повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов (ЭТК) предприятий минерально-сырьевой отрасли требует дальнейшего углубления знаний об их качественных свойствах.

Разнообразие технологических факторов, обуславливающих функционирование ПМСО, приводит к разнообразию структур электротехнических комплексов, электроэнергетических систем, а также к изменению режимов их работы. Это неразрывно связано с проблемой оценок текущего и прогнозного состояний режимов функционирования ЭТК ПМСО в условиях значительной территориальной распределенности, различных горно-геологических и климато-метеорологических факторов, а также с учетом требований к минимизации затрат на техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) электротехнического оборудования (ЭО), в том числе и выбранными по конкурсу обслуживающими организациями.

Применяемые в настоящее время методы оценки состояния режимов функционирования ЭТК основываются на теоретических подходах и моделях, которые не в должной мере отвечают современным требованиям к анализу режимов, текущего и прогнозного состояния элементов ЭТК, в том числе, в части полноты, комплексности, охвата составляющих процесса функционирования ЭТК. Кроме прочего, рассматриваемые подходы и модели в свете развития

информационных технологий позволяют автоматизировать лишь отдельные тематические этапы (разделы) проектирования, расчета и анализа функционирования электротехнического оборудования предприятий. В этом случае информационная база для принятия решений по обеспечению эффективного функционирования ЭТК сужается, что приводит к снижению уровня научного обоснования оценок функционального состояния элементов ЭТК и анализа влияния отказов ЭО на работу электроэнергетической системы (ЭЭС) ПМСО.

Вместе с этим, при анализе функционирования ЭТК, не в полной мере принимается во внимание взаимосвязь всех этапов жизненного цикла (ЖЦ) ЭТК, включая проектирование, изготовление, эксплуатацию, утилизацию. Поэтому недостаточно учитываются аспекты: моделирования взаимодействия элементов ЭТК в электроэнергетической системе, построения систем диспетчеризации и управления ЭТК, экономического планирования, оценки рисков отказов ЭО, управления жизненным циклом ЭТК.

Постоянное увеличение степени интеллектуализации электротехнического оборудования, усложнение «мобильных» структур и топологии систем электроснабжения (ЭС) ПМСО, внедрение современных систем мониторинга и технической диагностики (прежде всего, систем класса *SmartGrid*) требуют дальнейшего развития теории моделирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли в части повышения научного уровня методов исследования, оценки состояния, моделирования, прогнозирования и расчета режимов функционирования ЭТК, особенно в условиях неопределенности и неполноты информации.

Сложность процессов, влияние многих факторов, учет имеющихся многокомпонентных ресурсов и необходимость принятия обоснованных и оперативных решений в любой период жизненного цикла ЭТК ПМСО предполагают использование при проектировании и эксплуатации электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли методов системного анализа, моделирования, интегрированной логистической

поддержки, эволюционного реинжиниринга, вычислительного эксперимента. Совокупность этих методов, поддерживаемых инструментальными вычислительными системами и применяемых с целью повышения качества управлеченческих решений при минимальных технико-экономических затратах, целесообразно использовать как основу принципиально новой методологии с применением энергоинформационных моделей электротехнических комплексов.

В связи с изложенным выполненная в рамках диссертационного исследования разработка теоретических положений, позволивших осуществить: развитие методов оценки состояний и моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов ПМСО в условиях неопределенности и неполноты информации, совершенствование методов оперативного анализа режимов функционирования ЭТК, улучшение методов исследования, принципов и способов повышения эффективности функционирования ЭТК предприятий минерально-сырьевой отрасли, представляется актуальной, а результаты работы могут быть квалифицированы как определенный вклад в развитие теории моделирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

Связь темы диссертации с государственными научными программами. Работа выполнялась в соответствии с тематическими планами заказ-наряда 2105 НТП «Научные исследования высшей школы по приоритетным направлениям науки и техники» Минобразования РФ (2001–2002 гг.), подпрограммы «Инновационные научно-технические проекты по приоритетным направлениям науки и техники» НТП «Инновационная деятельность высшей школы» Минобразования РФ (2002 г.), грантов Президента РФ для государственной поддержки молодых российских учёных–кандидатов наук 02.120.11.4435-МК (2008–2009 гг.), МК-2773.2011.8 (2011–2012 гг.), договора № 13.G25.31.0009 по Постановлению № 218 Правительства РФ от 09.04.2010 г. о создании высокотехнологичных производств (2010–2012 гг.).

Тематика диссертационных исследований соответствует тематике работ выполняемого в настоящее время гранта РФФИ № 14-07-96000 (2014–2016 гг.).

Цель работы – теоретическое обобщение, установление закономерностей, разработка методов, мероприятий, технических и программных средств, позволяющих повысить эффективность функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

Идея работы заключается в представлении электротехнического комплекса предприятия минерально-сырьевой отрасли в виде энергоинформационной модели, для улучшения достоверности, оперативности оценок текущего и прогнозного состояний которой требуется развитие теории и методов, позволяющих принимать решения по повышению эффективности функционирования электротехнического оборудования в условиях неопределенности и неполноты информации.

Для достижения указанной цели в диссертации поставлены и решены следующие задачи:

- 1) анализ функционирования и управления режимами работы электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли с учетом требований как к «мобильной структуре» и топологии электроэнергетических систем, так и к системам мониторинга и диагностики технического состояния их элементов;
- 2) разработка метода и алгоритмов оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли;
- 3) разработка энергоинформационной модели электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, синтезированной с применением матрично-топологического подхода;
- 4) разработка иерархической структуры и базы моделей элементов электротехнических комплексов, сопоставимых с методами и алгоритмами оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли;
- 5) разработка методов, принципов и способов повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов с использованием

энергоинформационного моделирования;

6) разработка структуры и алгоритмов гибкой информационно-программной среды для управления состоянием элементов электротехнических комплексов на различных этапах жизненного цикла, совместимой с информационно-аналитическими системами производства;

7) разработка научно-технических решений и мероприятий, обеспечивающих повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, и рекомендаций по их применению.

Методы исследования. Для решения поставленных задач используются методы теории автоматического управления, моделирования, вычислительной математики, матриц, графов, алгоритмизации, вероятности, надежности, планирования эксперимента, оптимизации, ошибок, теории электрических цепей, электропривода. Проведены экспериментальные исследования с использованием технических средств контроля и управления технологическим оборудованием, а также с применением современных тепловизионных приборов. Эксплуатационные ситуации с изменением технического состояния (ТС) моделировались с применением метода статистических испытаний, а действия обслуживающего персонала имитировались в соответствии с алгоритмом, идентичным содержанию требований действующих на электроустановках нормативных документов. При практической реализации алгоритмов автоматизированного моделирования использовались методы структурного и объектно-ориентированного программирования, *IDEF*-диаграммы, *CASE*-диаграммы, *UML*-диаграммы, диаграммы сценариев (*UCD*), языки программирования *Inprise Borland Delphi 7.0*, *C++*, *Java*, системы управления базами данных *Oracle*, *Interbase*, программные среды *LabView*, *Matlab*, *MS Excel*, *Maple*, *MathCad*.

Основные научные положения, выносимые на защиту:

1) методология оценки состояний и моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-

сырьевой отрасли на основе принципов и способов организации автоматизированного формирования математического описания электротехнических систем сложной структуры, в том числе в условиях неопределенности и неполноты информации;

2) метод оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, включающий: расчеты электроэнергетических параметров текущего и прогнозного состояний режимов ЭТК; установление методов управления и определение их траекторий для элементов ЭТК на различных этапах жизненного цикла; выбор и определение основных диагностируемых параметров элементов ЭТК; определение функций эффективности для элементов ЭТК в заданные моменты времени;

3) энергоинформационная модель электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, синтезированная с применением матрично-топологического подхода;

4) иерархическая структура и модели элементов электротехнических комплексов, используемые при автоматизированном формировании математического описания электротехнических систем сложной структуры, типизированные по классификационным признакам взаимодействия в энергоинформационной модели;

5) новые методы исследования, принципы и способы повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов с применением энергоинформационного моделирования, которые отражают временной, факторный и комбинированный аспекты, и использование которых обеспечивает эффективные оценки и прогноз состояния элементов ЭТК с адаптацией к изменению горно-геологических, климатометеорологических, а также территориальных и иерархических условий и факторов;

6) обоснование и разработка научно-технических решений, обеспечивающих повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

Научная новизна диссертационной работы заключается: в разработке методологии исследования и оценки состояний и моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли в условиях неопределенности и неполноты информации; в совершенствовании метода расчета режимов электроэнергетических систем произвольной структуры на основе уравнений узловых напряжений, отличающегося отсутствием приведения элементов ЭЭС к каждой ступени трансформации; в обосновании математического описания электротехнических комплексов в виде энергоинформационной модели, синтезированной с применением матрично-топологического подхода; в установлении иерархической структуры и базы моделей элементов электротехнических комплексов, типизированных по классификационным признакам взаимодействия в энергоинформационной модели; в установлении базы диагностических признаков элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, отражающих временной, факторный и комбинированный аспекты, и использование которых обеспечивает эффективные оценки и прогноз состояния элементов ЭТК с адаптацией к изменению горно-геологических, климатометеорологических, а также территориальных и иерархических условий и факторов; в обосновании функций эффективности и в разработке методики оценки прогнозного технического состояния электротехнического оборудования; в моделировании процессов проектирования, производства и эксплуатации, соответствующих различным этапам жизненного цикла элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли; в обосновании метода генетического алгоритмирования и принципов организации экспертной оценки факторов риска отказов электротехнического оборудования; в разработке структуры и алгоритмов гибкой информационно-программной среды для управления состоянием элементов электротехнических комплексов на различных этапах жизненного цикла, совместимой с информационно-аналитическими системами производства; в обосновании и разработке научно-технических решений, обеспечивающих повышение эффективности функционирования

электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждаются:

– корректным использованием апробированного математического аппарата теории автоматического управления, моделирования, вычислительной математики, матриц, графов, алгоритмизации, вероятности, надежности, планирования эксперимента, оптимизации, ошибок, теории электрических цепей.

– использованием обоснованных математических моделей структурных элементов электроэнергетической системы, а также корректностью последующих аналитических преобразований при общепринятых допущениях для рассматриваемого класса оборудования;

– допустимым уровнем погрешности аппроксимации экспериментальных данных приближающими функциями, не превышающими: при моделировании режимов электроэнергетических систем – 5 %, для оценок эксплуатационного состояния элементов ЭТК – 10 %, для прогнозных оценок технического состояния элементов ЭТК – 5 %;

– апробацией основных положений диссертации во внедренных в производство нормативно-технических документах по оценке технического состояния электротехнического оборудования, по проведению организационно-технических мероприятий по повышению эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, а также при использовании в учебном процессе.

Значение полученных результатов работы:

для теории – в разработке методологии оценки состояний и моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основе принципов и способов организации автоматизированного формирования математического описания электротехнических систем сложной структуры; в разработке метода и алгоритмов оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли; в

разработке энергоинформационной модели электротехнических комплексов, синтезированной с применением матрично-топологического подхода; в установлении иерархической структуры и базы моделей элементов электротехнических комплексов, типизированных по классификационным признакам взаимодействия в энергоинформационной модели; в разработке новых методов исследования, принципов и способов повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов с применением энергоинформационного моделирования, которые отражают временной, факторный и комбинированный аспекты, и использование которых обеспечивает эффективные оценки и прогноз состояния элементов ЭТК с адаптацией к изменению горно-геологических, климатометеорологических, а также территориальных и иерархических условий и факторов; в разработке научно-технических решений, обеспечивающих повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

Вышеизложенные результаты позволили развить теорию моделирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли в части: совершенствования методов оценки состояний и моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли; дополнения известных методов расчета режимов электроэнергетических систем; развития методов исследования, принципов и способов повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов;

для практики – в разработке методик расчета режимов электроэнергетических систем произвольной структуры; в разработке алгоритмов процессов проектирования, производства и эксплуатации, соответствующих различным этапам жизненного цикла элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли; в разработке и внедрении систем информационной поддержки управления жизненным циклом элементов электротехнических комплексов, совместимых с информационно-аналитическими

системами производства; в разработке и внедрении нормативно-технических документов по оценке технического состояния электротехнического оборудования, по проведению организационно-технических мероприятий по повышению эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли; в разработке и внедрении учебных пособий, интерактивных электронных образовательных ресурсов и технических руководств на отраслевых предприятиях и в учебный процесс Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Реализация результатов работы. Методология оценки состояний ЭТК использована и внедрена в методике оценки ТС ЭО на предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и Пермского регионального управления ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ». База моделей элементов ЭТК, используемых при автоматизированном формировании математического описания электротехнических систем сложной структуры, метод и алгоритмы оперативного анализа режимов функционирования ЭТК приняты к использованию на предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ», ПАО «ПРОТОН-Пермские моторы», группы компаний «СПУТНИК». Технологические карты по ТОиР ЭО, включающие модели технологических операций, используются для сервисного обслуживания ЭО региональных предприятий ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «УРАЛКАЛИЙ», ЗАО «СИБУРХИМПРОМ», ООО «Пермская электроремонтная компания». «Система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования» внедрена на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Результаты диссертационного исследования использованы при разработке «Схемы и программы развития электроэнергетики Пермского края на 2014–2018 годы».

Основные научные результаты диссертации используются в учебном процессе Пермского национального исследовательского политехнического университета при подготовке студентов по направлениям 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств».

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы в период с 2003 по 2015 г. докладывались и обсуждались на 42 международных, 19 всероссийских и 21 межрегиональных и краевых конгрессах, симпозиумах и конференциях, в том числе: «Энергопотребление и энергосбережение: проблемы, решения» (г. Пермь, 2003), «Энергетика, материальные и природные ресурсы. Эффективное использование. Собственные источники энергии» (г. Пермь, 2005–2007), «*2nd International Congress of Mechanical and Electrical Engineering and Marine Industry «MEEMI '2005»*» (г. Варна, Болгария, 2005), «Инновационная энергетика» (г. Пермь, 2007–2015), «Управление инновациями: теория, инструменты, кадры» (г. Санкт-Петербург, 2007, 2009, 2011), «Образовательные, научные и инженерные приложения в среде *LabVIEW* и технологии *National Instruments*» (г. Москва, 2007, 2009, 2013, 2014), «Управление производством в системе *TRACE MODE*» (г. Москва, 2008, 2009), «Перспективы развития информационных технологий» (г. Новосибирск, 2008), «Современные проблемы фундаментальных и прикладных наук» (г. Москва, 2008), «Управление большими системами» (г. Ижевск, 2009, г. Пермь, 2010), «*ICEEE-2010: 13th International conference on electromechanics, electrotechnology, electromaterials and components*» (г. Алушта, 2010), «Высокие интеллектуальные технологии и инновации в национальных исследовательских университетах» (г. Санкт-Петербург, 2011, 2012), «*Solutions of applied problems in control, data processing and data analysis*» (г. Кёльн, Германия, 2010–2014), «Эффективные методы автоматизации подготовки и планирования производства» (г. Москва, 2011), VII и VIII Международные (XVIII и XIX Всероссийские) научно-технические конференции по автоматизированному электроприводу (г. Иваново, 2012, г. Саранск, 2014), «*International Conferences on Applied Innovations in IT*» (г. Кёльн, Германия, 2013–2015), «Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий» (г. Уфа, 2013), «*NI Week*» (г. Остин, США, 2013, 2014), «Неделя горняка» (г. Москва, 2014, 2015), «*Xperience Efficiency*» (г. Москва, 2014), XVIII Международная конференция по мягким вычислениям и измерениям *SCM'2015* (г. Санкт-Петербург, 2015), «Автоматизация в

электроэнергетике и электротехнике» (г. Пермь, 2015); на секциях научно-технических советов, научно-технических семинарах и конференциях предприятий пермской группы нефтяной компании «ЛУКОЙЛ», ПАО «ГАЗПРОМ», филиала ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго», ПАО «ПРОТОН-Пермские моторы».

Разработки по тематике исследований отмечены наградами международных выставок и конгрессов: «Высокие технологии. Инновации. Инвестиции». Неделя высоких технологий в Санкт-Петербурге» (2004), «Московский международный салон инноваций и инвестиций» (2004–2007, 2010), «CeBIT» (г. Ганновер, Германия, 2004), «Brussels Eureka/Innova Energy» (г. Брюссель, Бельгия, 2004, 2009, 2011, 2012, 2014), «Высокие технологии XXI века» (г. Москва, 2006, 2008), «Московский международный салон изобретений и инновационных технологий «Архимед» (2011–2015).

Публикации. Список научных трудов автора содержит 50 публикаций, при этом основное содержание диссертации опубликовано в 40 печатных работах, в том числе 18 публикаций в изданиях, рекомендованных ВАК России для докторских диссертаций, 10 публикаций в изданиях, входящих в систему цитирования SCOPUS.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, списка литературы из 327 источников (в том числе 70 зарубежных) и приложений. Общий объем диссертации – 367 с., 54 рисунка, 70 таблиц, 52 с. приложения.

Автор выражает глубокую признательность своему учителю, руководителю докторантуры, профессору, докт. техн. наук В.М. Винокуру за методическую помощь и постановку направлений исследований при подготовке диссертационной работы.

1. Состояние и задачи повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов

1.1. Исходные положения

Исследования электротехнических комплексов как совокупности взаимосвязанных и взаимодействующих подсистем различной физической природы нашли отражение в работах известных отечественных и зарубежных ученых: Б.Н. Абрамовича, Д.А. Автисяна, В.Я. Беспалова, В.А. Веникова, С.И. Гамазина, К.С. Демирчяна, М.С. Ершова, В.И. Идельчика, Н.Ф. Ильинского, А.Л. Карякина, В.З. Ковалева, Ю.З. Ковалева, А.Е. Козярука, М.В. Костенко, Б.И. Кудрина, А.В. Ляхомского, Ю.К. Розанова, Ф.Н. Сарапулова, О.В. Федорова, Р.Т. Шрейнера, Ю.А. Шурыгина, *F. Kloepel, A. Kwasinski, M. Paolone* и др.

Методологическая база системных исследований в электроэнергетике, соответствующих методов прогнозирования, проектирования и развития электроэнергетических систем в нашей стране сформирована на основе трудов Д.А. Арзамасцева, В.А. Баринова, Л.С. Беляева, И.М. Волькенау, А.З. Гамма, В.В. Ершевича, А.Н. Зейлингера, Н.И. Зеленохата, В.Г. Китушина, М.Ш. Мисриханова, М.Н. Розанова, Ю.Н. Руденко, С.А. Совалова, В.Д. Шлимовича и др.

В работах В.З. Ковалева [86] в электротехнических комплексах выделяются электрические, магнитные, механические, тепловые (и др.) подсистемы различной физической природы с учетом их взаимного влияния на процессы преобразования энергии в статических и динамических режимах ЭТК в целом.

Для электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли характерны, прежде всего, электрические и механические процессы [74, 189, 190]. В соответствии с рассмотренным в [86] подходом структура современного ЭТК ПМСО может быть представлена в виде, приведенном на рисунке 1.1.

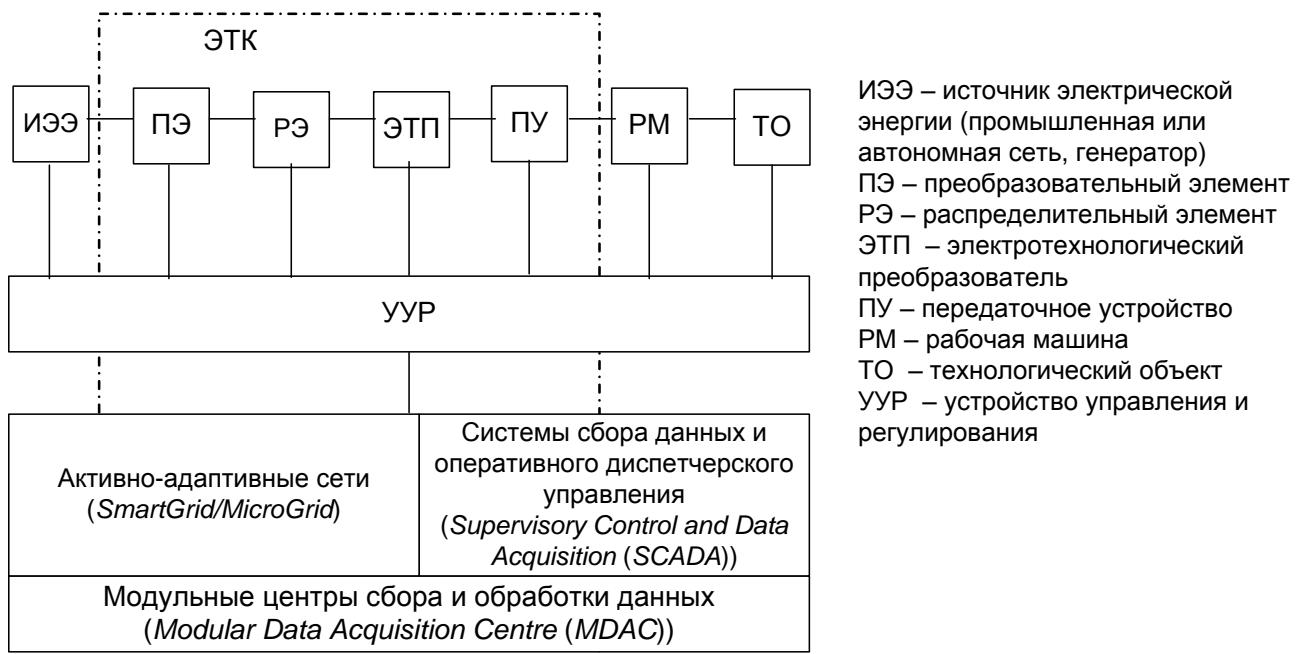


Рисунок 1.1 – Структура электротехнического комплекса предприятия минерально-сырьевой отрасли

1.2. Анализ структуры и свойств основных этапов жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

Проведенные исследования и анализ структуры, параметров и особенностей электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли [30, 104, 132, 144, 164–166, 237, 252] выявили следующие специфические факторы:

- территориальную распределенность объектов электроэнергетической системы (например, в системе электроснабжения нефтедобывающего предприятия может быть до 300 территориально-распределенных трансформаторных подстанций без дежурного персонала); большая часть электроустановок относится к категории ответственных;
- существенное влияние горно-геологических и климатометеорологических условий внешней среды на функционирование технологического и электротехнического оборудования;

- гетерогенность элементов электроэнергетической системы (выражающуюся в множественности описания ЭО, привязке к технологическим установкам); наличие в составе ЭО большого количества контактных соединений и коммутационной аппаратуры, от состояния которых в значительной степени зависит надежность всей ЭЭС ПМСО;
- мобильный характер работы и аутсорсинг задач обслуживания ЭО (с использованием различных методик, различной инструментальной базы, штата сотрудников с разным опытом и квалификацией на разных территориальных подразделениях одного предприятия);
- значительный срок эксплуатации электрооборудования с необходимостью решения задач по принципу «здесь и сейчас»;
- интенсивное развитие систем малой и автономной генерации (в том числе и для задач утилизации попутного нефтяного газа).

Исследования в области подходов к управлению различными этапами эксплуатации электротехнического и технологического оборудования отражены в трудах В.С. Генина, А.С. Карандаева, А.М. Никитина, А.Г. Схиртладзе, А.И. Ящуры, *R.L. Ackoff, M. Bagajewicz, D. Banjevic, D.W. Bunn, A.K.S. Jardine, R. Reinertsen, A.K. Verma* и др.

В современных условиях анализ таких подходов (в том числе регламентированных российскими (ГОСТ 2.601-2013 [49], ГОСТ 27.310-95 [52], ГОСТ Р 51901.5-2005 [55], ГОСТ Р ИСО 50001-2012 [56], ГОСТ Р ИСО 9001-2015 [57]) и международными (*IEC 61970-301* [280], *IEC/TR 61968-11* [281], *IEEE C37.238* [283], *ISO 15926* [285], *ISO/IEC 15288* [286]) стандартами, отраслевыми руководящими документами, ведущими зарубежными методиками [257, 284, 295, 297, 312–316]) показывает, что для обеспечения эффективного функционирования ЭТК ПМСО необходимо учитывать все этапы жизненного цикла электротехнического комплекса.

Эффективность эксплуатации ЭТК на отраслевых предприятиях предполагает минимизацию затрат на его техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) при максимально производительной, безопасной и надежной работе

обслуживающего персонала. На задачу повышения конкурентоспособности отечественного предприятия влияют и то, что электротехническое оборудование промысловых предприятий распределено на значительных территориях, а также то, что работа обслуживающих организаций отличается как методической, так и инструментальной базой даже в пределах одного промысла.

Зарубежный опыт ведущих компаний-производителей электротехнического и технологического оборудования для отраслевых предприятий (*ABB, AREVA, Caterpillar, Schneider Electric, Siemens* и др.) указывает на тесную взаимосвязь этапов проектирования и производства элементов ЭТК, моделирования взаимодействия элементов ЭТК в энергетической системе (основные программные средства – *Matlab Simulink PowerSys, National Instruments LabView*), построения систем диспетчеризации, управления эксплуатацией ЭТК (*ABB SCADAvantage, Siemens WinCC, AREVA Network SCADA Exchange, Schneider Electric Vijeo Citec* и др.) и экономического планирования, анализа рисков отказов оборудования и управления проектами по эксплуатации целого предприятия (ведущее решение – *Schlumberger Merak*). Указанные компании являются лидерами в разработке подходов и стандартов по обеспечению эффективного функционирования ЭТК ПМСО (прежде всего, рекомендаций, меморандумов, компендиумов и стандартов ассоциации *IEEE*).

Разработанная структурно-функциональная схема управления ЖЦ ЭТК ПМСО приведена на рисунке 1.2 [140, 148].

В общем виде функцию управления жизненным циклом ЭТК ПМСО можно записать следующим образом:

$$U(OC, R, E) = f(X, M, D, C, OO), \quad (1.1)$$

где OC – стоимость жизненного цикла ЭТК ПМСО (в [3, 8, 236, 253, 272] рассматриваются различные методы, в которых стоимость может подразделяться на капитальные затраты, эксплуатационные затраты, затраты на техническое обслуживание и ремонт);

R – показатели надежности ЭТК ПМСО;

E – оценки эффективности функционирования ЭТК ПМСО;



Рисунок 1.2 – Схема управления жизненным циклом электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

X – измеряемые параметры;

M – методы управления ЖЦ ЭТК ПМСО (приведены на рисунке 1.3);

D – методы технической диагностики элементов ЭТК ПМСО (в соответствии с рассмотренными в [14, 45, 46, 48, 52, 54–56, 58–60, 80, 81, 169–183, 222, 225, 249, 251, 258, 285, 310, 311]);

C – методы контроля и мониторинга элементов ЭТК ПМСО (в соответствии с рассмотренными в [14, 45, 46, 48, 52, 54–58, 80, 81, 127, 169–183, 222, 225, 249, 251, 257, 258, 263–268, 271, 274, 275, 279–286, 289, 295, 297, 319, 324, 326, 327]);

OO – ресурсы:

– финансовые (в [6, 8, 15, 119, 231, 253, 272] рассматриваются различные инвестиционные и другие экономические (например, функциональный стоимостной анализ) методы, ориентированные на привлечение как собственных, так и заемных средств),

– материальные (в [3, 15] рассматриваются подходы, направленные на максимальное заполнение так называемой «ремонтной площадки», в [118, 119, 311] рассматриваются методы, ориентированные на оптимальное использование материально-инструментальной базы),

– людские (в [8, 63, 103, 233, 243, 258] рассматриваются такие факторы, как квалификация персонала, наличие опыта работы с конкретным оборудованием, психофизические особенности, и др.).

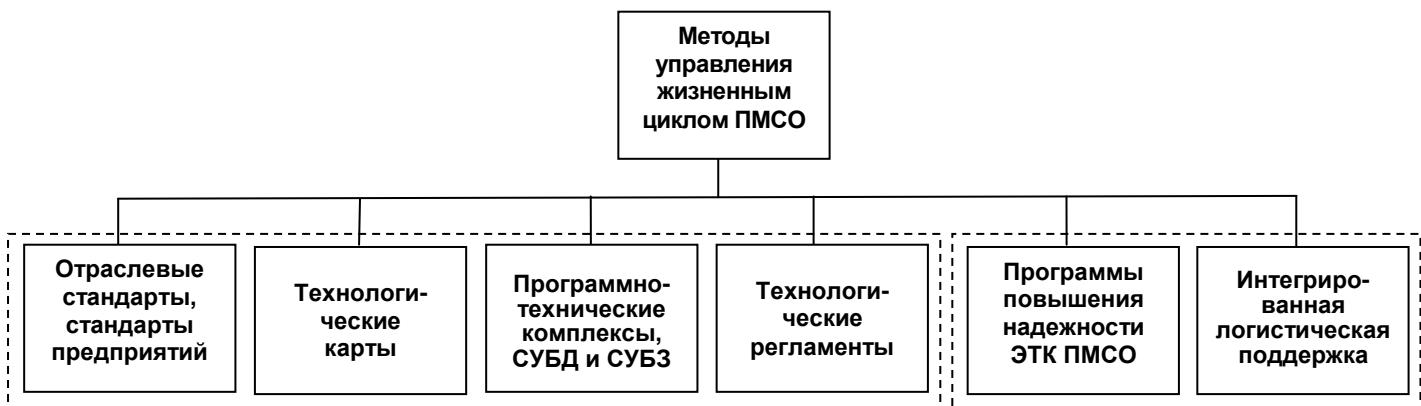


Рисунок 1.3 – Методы управления жизненным циклом электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли (СУБД – система управления базой данных, СУБЗ – система управления базой знаний)

Рассматривая проблему использования информации о ТС ЭО для принятия решений по различного рода воздействиям (в том числе и ремонтным), целесообразно выделить три уровня адекватности оценок [3, 126, 129].

Первый уровень – идентификация ТС по показателям надежности, то есть по параметру отказов или интенсивности восстановлений.

Второй уровень – идентификация ТС по вероятностным характеристикам дефектов и повреждений, выявленных в определенные моменты времени.

Третий уровень – идентификации ТС по непрерывно контролируемым технологическим параметрам, характеризующим ТС элементов оборудования.

Предлагаемые методы управления жизненным циклом ЭТК ПМСО приведены на рисунке 1.3.

Основным источником информации для построения стратегии эффективного функционирования ЭТК должны являться данные мониторинга и технической диагностики контролируемых электротехнических объектов [65, 66, 125, 163, 167, 177, 180–182, 249].

1.3. Характеристика состава потребителей узлов нагрузки предприятий минерально-сырьевой отрасли

Для определения параметров комплексной нагрузки отраслевых предприятий проведен анализ структуры узлов потребителей.

Отраслевые узлы нагрузки представляют совокупность однородных по режиму работы и характеру выполняемого производственного процесса потребителей:

- а) горнорудная промышленность.

Добыча и переработка полезных ископаемых обеспечиваются горными предприятиями открытых разработок, предприятиями подземных горных выработок, а также горно-обогатительными комбинатами (ГОК) и агломерационными фабриками.

Для производства вскрышных работ, добычи и транспортирования полезных ископаемых используют различные экскаваторы, бурильные установки, конвейеры, отвальные мосты, локомотивный транспорт.

При добыче полезных ископаемых открытым способом применяют одноковшовые и многочерпаковые цепные, а также роторные экскаваторы непрерывного действия, представляющие собой отдельные узлы нагрузки.

Для измельчения и дробления руды используют дробилки различной конструкции с асинхронным и синхронным приводом мощностью 30–550 кВт и мельницы с синхронным приводом мощностью 300–1110 кВт.

Кроме того, в технологическом процессе ГОК широко участвуют насосы, компрессоры, вентиляторы, дымососы, воздуховоды и нагнетатели, электроприводами для которых служат синхронные двигатели (СД) и асинхронные двигатели (АД) различных типов и мощности;

б) угледобыча.

Для привода забойных машин и механизмов применяются низковольтные АД, а также привод на базе двигателей постоянного тока (ДПТ). Для привода стационарных машин используются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором (КЗАД).

Потребители электрической энергии подземных выработок – забойные машины и механизмы (как правило, с электроприводом на базе низковольтных КЗАД), стационарные машины (насосы главного водоотлива, лебедки уклонов и др.), электротяга на постоянном токе и освещение.

Вентиляционные установки главного проветривания подключаются к отдельным линиям сетевого района;

в) газовая промышленность.

Наиболее распространенный потребитель – электроприводы компрессорных станций магистральных газопроводов на базе СД и АД;

г) химическая промышленность.

Химические предприятия характеризуются высокой электроемкостью технологических процессов, связанной с созданием крупных автоматизированных производств, применением электролизных и электротермических процессов, наличием мощных водоснабжающих и очистных сооружений.

Электрические печи для химических производств имеют мощность до 100 МВт. Потребляемая мощность серии электролизеров составляет около 50 МВт, мощность электродвигателей компрессоров 8–12 МВт.

Характерные особенности электроснабжения большинства химических предприятий:

– неизменный график нагрузки в течение суток и сезонов с коэффициентом заполнения до 0,95 и выше,

– наличие значительного количества электроприемников первой категории и подавляющего большинства электроприемников второй категории. Характер графиков обуславливается непрерывностью технологических процессов и работой агрегатов с постоянной полной нагрузкой;

д) нефтеперерабатывающая промышленность.

Типичными представителями нефтехимического комплекса являются нефтеперерабатывающие предприятия, заводы синтетического каучука и шинные заводы, имеющие взаимосвязь по продуктам переработки сырой нефти.

Типовой состав потребителей нагрузки нефтеперерабатывающего завода: низковольтные АД – 55 %, высоковольтные АД – 27 %, СД – 15 %, освещение – 2 %, прочая нагрузка – 1 %.

Типовой состав потребителей нагрузки заводов синтетического каучука, шинных заводов: низковольтные АД – 50 %, высоковольтные АД – 20 %, СД – 27 %, освещение – 1,5 %, прочая нагрузка – 1,5 %.

На предприятиях нефтеперерабатывающей промышленности в качестве привода применяются в основном электродвигатели тех же типов, что и в химической промышленности подобного профиля.

Технологические установки, исходя из условия пожаро-взрывоопасности, располагаются на значительном удалении друг от друга, что приводит к существенному увеличению протяженности распределительных электрических сетей;

е) нефтедобывающая промышленность.

Для некоторых энергосистем нефтяная нагрузка – основная и составляет до 30–45 % от суммарной нагрузки энергосистемы.

Типичные потребители – глубоконасосные установки, погружные электронасосные установки, нефтебуровые установки, компрессорные станции,

насосные станции (для закачки воды в пласт и для перекачки нефти), магистральные насосы, освещение. Основный тип электроприводов – на базе АД и СД. Общее количество двигателей малой и средней мощности в узле нагрузки может составлять 800–2500 штук мощностью 1,7–2500 кВт.

Для компенсации реактивной мощности наряду со статическими конденсаторами применяют синхронные компенсаторы $Q = 2500\ldots8000$ кВар и синхронные двигатели напряжением 6 кВ (СМ-300-750, СМ-500-750).

Большая часть электроустановок относится к категории ответственных.

Электроснабжение блочных кустовых насосных станций (БКНС), дожимных насосных станций (ДНС), водозаборов осуществляется по второй категории надёжности, а механизированного фонда насосных скважин – по третьей.

Важные технологические объекты имеют резервное питание электроэнергией и оборудованы автоматическим повторным включением (АПВ), автоматическим вводом резерва (АВР) и автоматической частотной разгрузкой (АЧР).

Характер нагрузки в целом равномерный, искажаемый только в период пуска мощных электродвигателей. Основная масса электроприводов – нерегулируемые, хотя в последнее время наметилась тенденция к внедрению частотно-регулируемого электропривода с АД.

Характеристики нагрузочных структур крупных электроприемников и средние коэффициенты загрузки K_3 , определенные по активной мощности СД и АД, установленных в узлах нагрузки различных отраслевых предприятий, приведены в таблице 1.1 [71, 72, 124, 152].

Схема электроснабжения промысла (на примере нефтедобычи) представлена на рисунке 1.4. Характерными для отрасли являются случаи, когда одна часть подстанций (ПС) находится на балансе отраслевого предприятия, а другая часть принадлежит сторонней электросетевой организации.

Таблица 1.1 – Характеристика нагрузочных структур крупных электроприемников отраслевых предприятий

Вид промышленности	Двигатели					
	синхронные		P , кВт	асинхронные		
	K_3	K_3		высоковольтные	низковольтные	K_3
Горнорудная	300–8800	0,6	70–1000	0,5	0,5	0,5
Угледобыча шахтная	300–600	0,6	50–1600	0,5	0,5	0,5
Угледобыча открытая	525	0,6	7–100	0,5	0,5	0,5
Газовая	4000–12000	0,7	4500	0,7	–	–
Химическая	300–12000	0,7	50–3400	0,5	0,5	0,5
Нефтепереработка	300–12000	0,4	50–2200	0,6	0,7	0,7
Нефедобыча	300–3500	0,67	1,7–2500	0,67	0,67	0,67

На текущий момент большинство российских отраслевых предприятий осознают необходимость выполнения работ по повышению надежности электротехнических комплексов и активно выполняют так называемый «первый этап» – проводят энергоаудит, внедряют автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), иногда автоматизированные системы технического учета электроэнергии (АСТУЭ); имеются попытки внедрения систем учета электротехнического оборудования, проводятся модернизации автоматизированных систем оперативного диспетчерского управления (АСОДУ) электроэнергетическим оборудованием.

Данная необходимость обусловлена объективными причинами:

- а) отсутствием активных работ в данном направлении в течение последних 10–15 лет, что в итоге привело к снижению мобильности и конкурентоспособности предприятий;

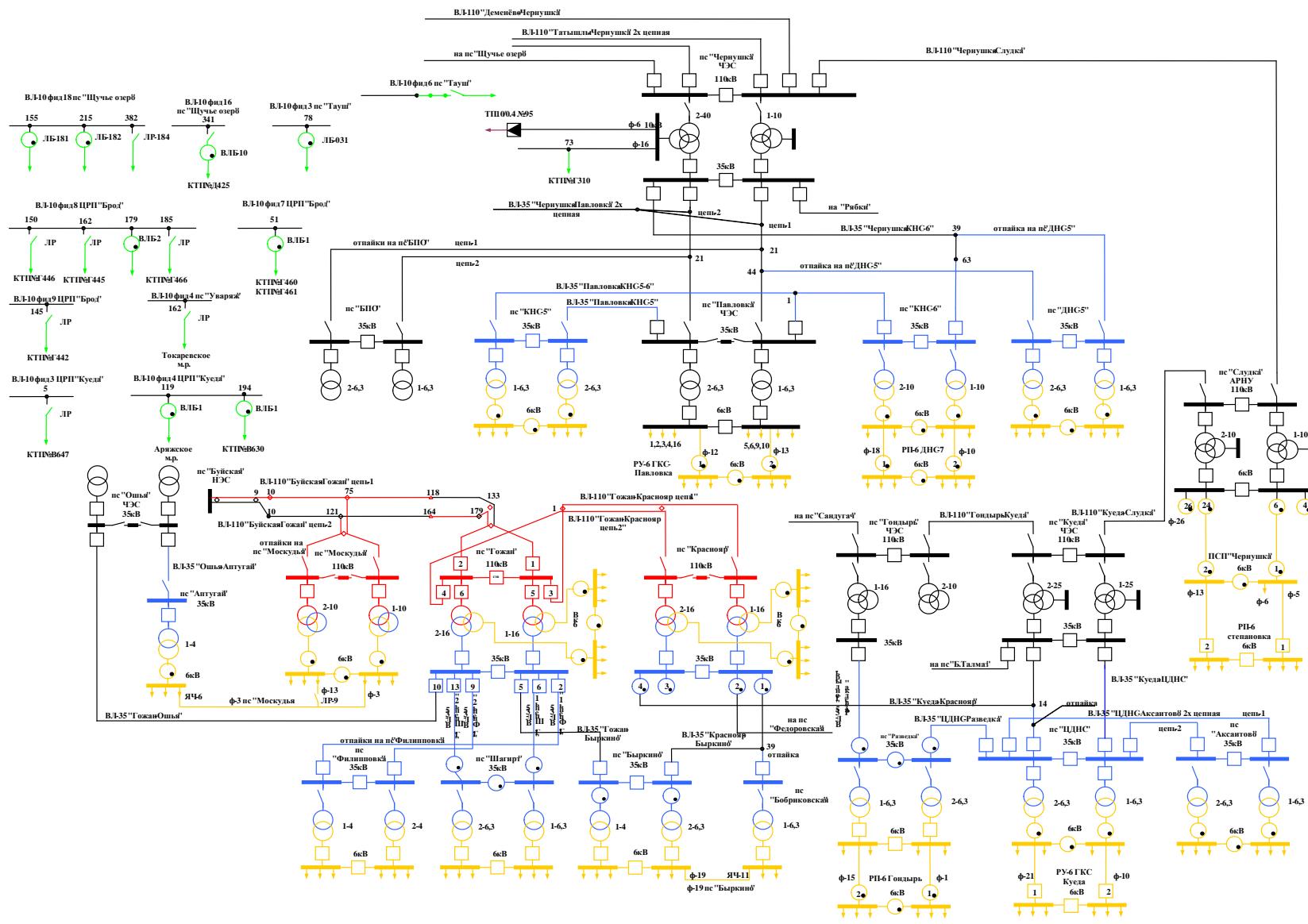


Рисунок 1.4 – Схема электроснабжения сетевого района нефтедобывающего промысла

б) организацией обеспечения рентабельности всех структур предприятия (отсюда следуют проводимые на предприятиях структурные реорганизации, аудит и реинжиниринг технологических и бизнес-процессов, которые порождают новые предпосылки);

в) массовой модернизацией оборудования, в том числе электротехнического оборудования и силовых каскадов.

Проблемы американской и московской катастроф в области энергетики в начале 2000-х гг. создали прецеденты и дали ощутимый толчок к развитию процессов анализа и оценок текущего и прогнозного состояний элементов электротехнических комплексов и электроэнергетических систем.

На данный момент отраслевые предприятия являются подготовленными к внедрениям решений, обеспечивающих комплексное решение проблем обеспечения толерантности электроэнергетических систем на основе информационно-аналитических сред принятия решений, имеющих связь с автоматизированными системами оперативного диспетчерского управления и противоаварийной автоматики различного уровня иерархии, до сих пор работавшими автономно [141].

Типовая схема АСКУЭ и АСТУЭ (на примере нефтедобывающего предприятия) приведена на рисунке 1.5. Количество точек учета для АСТУЭ, как правило, в 5–10 раз больше точек учета в АСКУЭ.

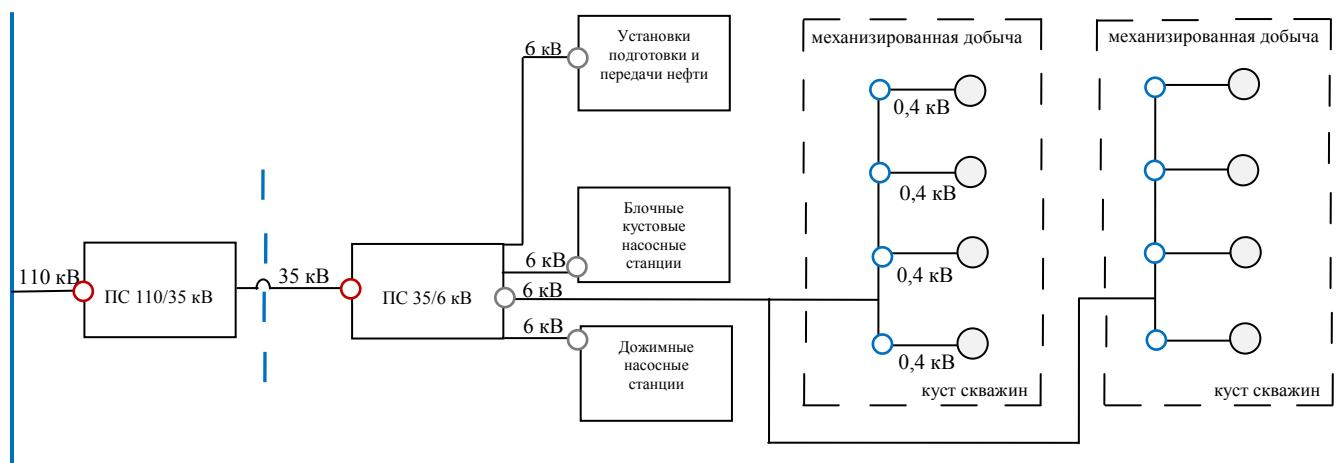


Рисунок 1.5 – Структура АСКУЭ и АСТУЭ для нефтедобывающего предприятия

Задачи, которые должны решаться с помощью АСКУЭ, на отраслевых предприятиях:

- учет потребляемой электроэнергии;
- участие в открытом рынке энергетической мощности и покупка электроэнергии по оптовой (более выгодной) цене.

Задачи, которые должны решаться с помощью АСТУЭ, на отраслевых предприятиях:

- учет и планирование электропотребления на промыслах;
- определение удельного расхода электроэнергии по технологическим процессам.

Дальнейшей перспективой развития систем АСТУЭ является организация технического учета 0,4 кВ на механизированном фонде – в рамках «интеллектуального месторождения».

На рисунке 1.6 приведена диаграмма производственного потребления электроэнергии нефтедобывающим предприятием. Как видно из диаграммы, непосредственно на добычу нефти приходится только половина потребляемой электроэнергии [165].

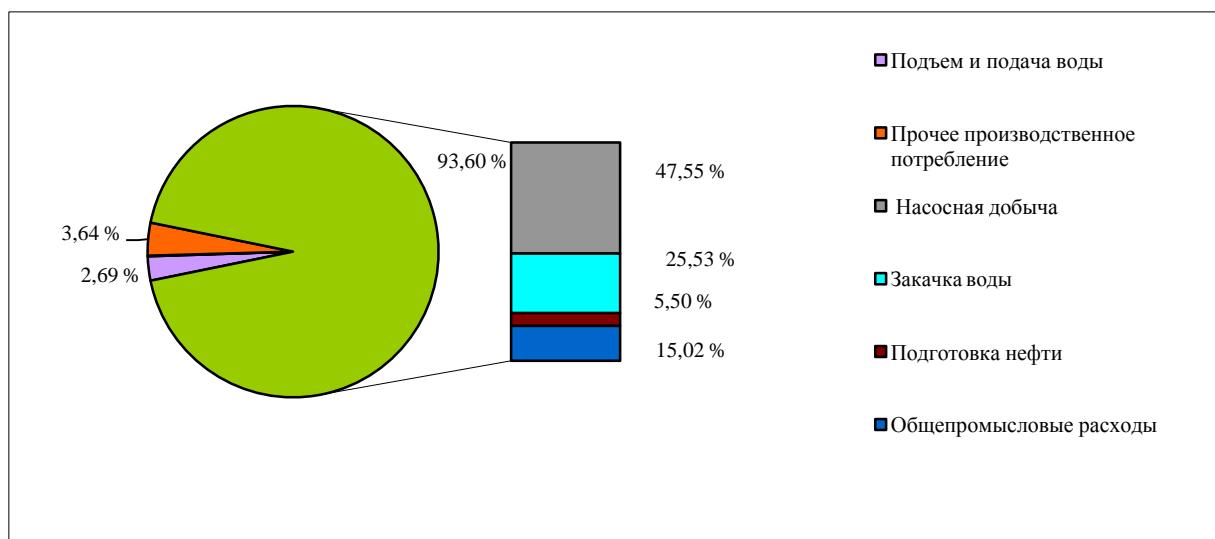


Рисунок 1.6 – Структура производственного потребления электроэнергии нефтедобывающим предприятием

На рисунке 1.7 представлены тренды, характеризующие эффективность потребления электроэнергии нефтедобывающим предприятием [165].

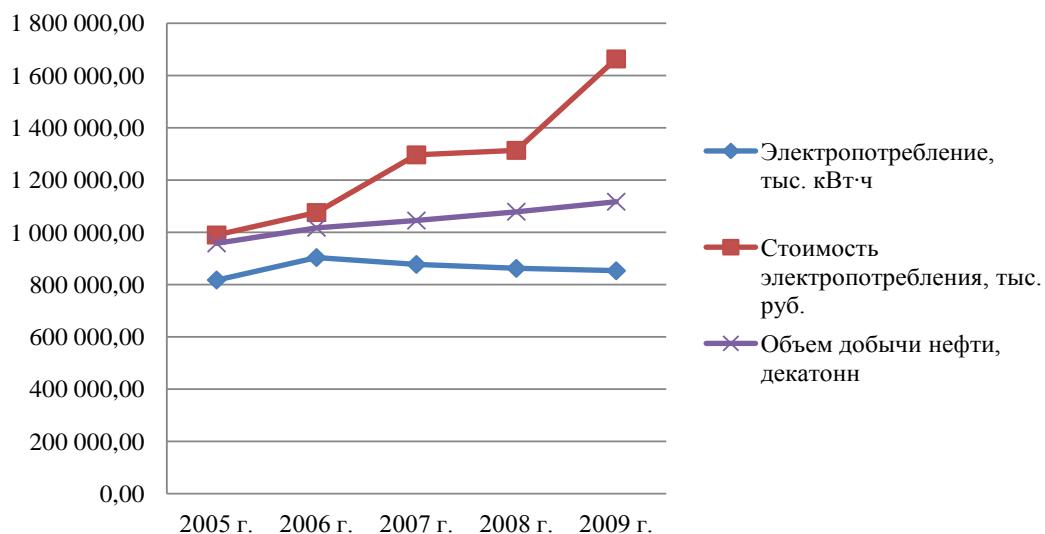


Рисунок 1.7 – Тренды, характеризующие эффективность электропотребления нефтедобывающим предприятием

Рост стоимости затрат на потребление электрической энергии не пропорционален самому электропотреблению. Это происходит в связи со следующими производственными причинами:

- обводнённость скважин,
- завышенные трансформаторные и двигательные мощности объектов электроэнергетической системы,
- несбалансированность периодического фонда скважин,
- низкий дебит разрабатываемых скважин,
- износ оборудования скважин.

Подобные проблемы являются типовыми для всех отечественных добывающих предприятий. Из-за большой доли потребления электрической энергии в структуре себестоимости добываемой продукции вопрос эффективного использования топливно-энергетических ресурсов и обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов требует тщательной проработки.

В этой части рассматриваемой проблемы необходимо заметить, что в последнее время наибольшее развитие на отраслевых предприятиях получают ЭТК в составе мини-электроэнергетических систем (мини-ЭЭС) на базе газотурбинных электростанций (ГТЭС) [107].

Варианты выполнения мини-ЭЭС на базе авиационных газотурбинных установок (ГТУ) в составе газотурбинных электростанций (ГТЭС), выпускаемых ОАО «Авиадвигатель» (г. Пермь), на нефте- и газодобывающих предприятиях, представлены на рисунке 1.8 [107].

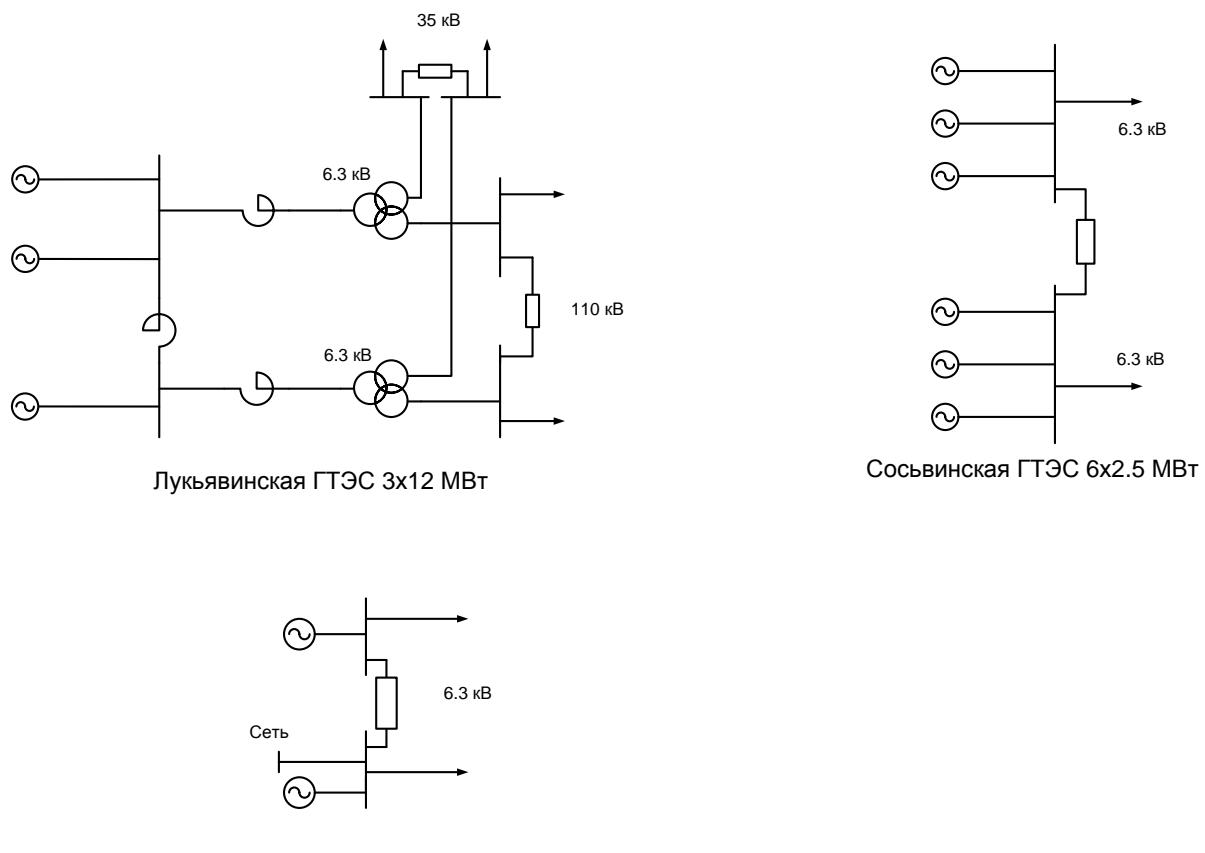


Рисунок 1.8 – Варианты выполнения мини-ЭЭС на базе авиационных ГТУ на отраслевых предприятиях

К сожалению, чувствительной проблемой при проектировании газоперекачивающих агрегатов и мини-электростанций на базе отечественных авиационных ГТУ длительное время остаются качество вырабатываемой

электроэнергии, мощность ГТУ и КПД. Проблемная ситуация во многом обусловлена физическими принципами работы двухвальной энергетической ГТУ. Двухвальная конструкция ГТУ обеспечивает высокий КПД при работе на частичных нагрузках, однако отсутствие жесткой механической связи между валами компрессора и свободной турбины (между которыми имеется только газовая связь) делает ГТУ сильно инерционным и затрудняет управление ГТУ, что особенно сильно заметно при резких изменениях режима. С другой стороны, в составе мини-электростанции условия работы авиационных ГТУ существенно отличаются от полетных условий.

Таким образом, снижение эксплуатационных характеристик мини-электростанций может быть объяснено причинами двух групп: во-первых, свойствами ГТУ как привода электрогенератора и, соответственно, новыми требованиями к ГТУ со стороны ЭСС; и, во-вторых, свойствами ЭЭС, которые обуславливают новые условия и выдвигают новые требования для работы ГТУ.

Решение проблемы состоит в совершенствовании методик автоматизации испытаний и настройки систем автоматического управления (САУ) энергетических установок для промысловых ЭЭС на этапе проектирования электротехнических комплексов отраслевых предприятий [79, 160, 227, 228, 259, 278, 322]. Это позволит сократить время проектирования САУ, обеспечить сравнение вариантов САУ, снизить число ошибок на начальных стадиях проектирования, расширить множество допустимых решений по реализации различных способов и алгоритмов управления САУ с учетом территориальных и геологических условий и факторов промыслов.

Для этого необходима разработка электронной модели электроэнергетической системы. Такая имитационная многорежимная модель ЭЭС произвольной конфигурации (с учетом принципов функционирования САУ ГТУ и структурных компонентов электротехнических комплексов) позволит учесть работу основных элементов системы во всех режимах работы электростанций (автономно, параллельно, на мощную сеть) и будет являться основой для полунатурных и модельных испытаний.

1.4. Методы моделирования электротехнических комплексов, оценки и прогнозирования их состояния

К особенностям, присущим ЭТК, в первую очередь следует отнести значительную сложность большинства из них, которая представляется в многоэлементности и иерархичности структуры, обилии степеней свободы, разнообразии параметров, характеризующих состояние объекта [1, 2, 86, 98, 224]. Наличие у электроэнергетических объектов указанных признаков позволяет причислить их к объектам кибернетического типа [16, 20–27, 223]. В связи с этим задачи, которые необходимо решать при эксплуатации существующих, а также при вводе в эксплуатацию новых элементов, оказываются весьма сложными. Решение таких задач на интуитивном уровне недопустимо, поскольку неоптимальные решения могут наносить значительный экономический, технический и социальный ущерб [3, 11, 73, 235, 236].

Принятие оптимальных решений возможно только при наличии достаточно полной информации о свойствах объекта, получаемой путем всестороннего его анализа. Проведение такого анализа с помощью прямого экспериментирования в ЭЭС практически полностью исключено [1, 24, 25]. Объясняется это повышенными требованиями, предъявляемыми к надежности функционирования электротехнических комплексов и электроэнергетической системы в целом, поскольку их повреждения могут явиться причиной недопустимого перерыва в электроснабжении потребителей [1, 2, 104, 122, 186, 216, 219, 247, 291, 324].

Изучение свойств сложных электротехнических объектов возможно либо с помощью регистрации процессов, протекающих самопроизвольно в ходе эксплуатации действующих объектов, либо с помощью имитационных моделей, на которых расчетным путем моделируются различные процессы, возникающие в электротехнических системах [7, 20, 32, 37, 78, 79, 95, 98, 100, 111, 112, 123, 185, 256, 260, 261, 269–271, 276, 277, 290, 294]. Очевидно, что первый путь не всегда бывает удовлетворительным, а в ряде случаев, например при создании нового, уникального, объекта, он полностью исключен.

Однако и создание имитационных моделей – это сложный и, как правило, длительный творческий процесс, требующий от разработчика высокой квалификации в различных областях науки и техники. По этой причине разработкой имитационных моделей ЭТК занимаются наиболее квалифицированные исследователи, которые вынуждены надолго отвлекаться от решения текущих электротехнических проблем, что приводит к снижению эффективности, удорожанию исследований и увеличению сроков их выполнения [20].

Известны разработки, ориентированные на анализ структуры ЭТК и ЭЭС и этапов ЖЦ ЭТК с помощью ЭВМ [3, 16, 35–37, 68, 101, 105, 186, 219, 260, 261, 264, 265, 269–271, 276, 278, 287, 288, 290, 293, 296, 298, 318, 320, 324, 326, 327]. Однако они не решают в полной мере проблему исследования. Анализ пакетов прикладных программ, представленных на отечественном рынке, показал, что существующие прикладные программы, в силу заложенных в них типовых конфигураций систем электроснабжения промышленных предприятий, ограничены определенным набором расчетных процедур и минимальной типовой палитрой основных элементов систем электроснабжения. Полнofункциональное использование таких прикладных программ достаточно затруднено без соответствующей сертификации и адаптации к конкретному предприятию.

Большинство отечественных программных продуктов (*ELSO*, *SAD*, «РИТМ», «Диана», «АНАРЭС», «Мустанг», «ДАКАР», *RastrWin3* и др.) не в должной мере отвечают современным требованиям в части полноты охвата по тематическим разделам расчетов, поскольку позволяют автоматизировать лишь отдельные этапы (разделы) проектирования, расчета и анализа функционирования ЭО и электроэнергетических систем предприятий и зачастую не учитывают целый ряд задач, возникающих при моделировании режимов работы электротехнических комплексов.

При использовании зарубежных аналогов (программно-технические комплексы *EasyPower*, *ETAP*, *EDSA* и др.) необходимо учитывать, кроме очень высокой стоимости, их адаптацию к отечественным условиям (в части

отличающихся требований к эксплуатационной документации; в части разной трактовки отечественными и зарубежными стандартами функционала различных систем управления эксплуатацией ЭТК, систем диспетчеризации, информационно-управляющих комплексов, в части учета отечественных средств противоаварийной автоматики и т. п.).

Внедряемые на крупных предприятиях корпоративные информационные системы не затрагивают вопросов производственной деятельности служб энергетики предприятия, учитываются (не всегда) лишь вопросы увязки бухгалтерских форм с заявками на техническое обслуживание и ремонт.

Одним из современных подходов к оцениванию состояния ЭТК и электроэнергетической системы предприятия является технология *Smart Grid* – активно-адаптивных («интеллектуальных», «умных») сетей [279–286, 295, 297, 312–316].

Энергетическая система на базе концепции сетей *Smart Grid* – это единый энергетический и инфокоммуникационный комплекс, в котором управляемые объекты должны позволять осуществлять дистанционное управление, а системы оценивания ситуации и противоаварийной автоматики – снижать избыточные требования к резервам силовых и информационных мощностей.

В настоящее время термин «*Smart Grid*» не имеет общепринятой интерпретации. Приведем некоторые определения, используемые в зарубежных программах по развитию сетей *Smart Grid* [279–286, 295, 297, 312–316].

В США организация *NETL* (*The National Energy Technology Laboratory*) позиционирует сети *Smart Grid* как совокупность организационных изменений, новой модели процессов, решений в области информационных технологий, а также решений в области автоматизированных систем управления технологическими процессами и диспетчерского управления в электроэнергетике.

Применительно к отраслевым предприятиям системы, созданные на основе представленной технологии, должны ориентироваться на такие озвучиваемые в современных периодических источниках форматы, как «интеллектуальное

месторождение», «интеллектуальная скважина», «интеллектуальная добыча», и должны обеспечивать следующие положения:

- достаточность (по мощности и объему с учетом графика электропотребления) энергетических услуг надлежащего качества;
- возможность рационального использования энергетических ресурсов, базовых и резервных мощностей, электрической сети, каналов информации и управления для поддержания сбалансированного производства и потребления энергии в интересах предприятия;
- допустимость совместной работы систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения с поддержанием необходимого уровня резервирования и надежности энергоснабжения, обеспечивающей локализацию аварий, недопущение их каскадного развития, возможность автоматизированного восстановления режимов работы энергетической системы;
- доступность предоставления услуг (подключения) и передачи электроэнергии в соответствии с экономически обоснованным спросом,
- поддержку стандартизованного гибкого интерфейса «генератор-сеть», «потребитель-сеть»;
- ситуационное регулирование нагрузки с максимальным учетом требований (в том числе экономических) потребителей в рамках предприятия;
- регулирование обменов мощности в ЭЭС посредством системы управления активными элементами на базе сетевой инфраструктуры;
- реализацию адаптивной реакции энергосистемы в режиме реального времени на основе сочетания централизованного, локального режимного и противоаварийного управления.

За рубежом ЭТК давно уже рассматривают как «интеллектуальные экосистемы» (например, в концептуальном документе «*SERA – Эталонная архитектура интеллектуальных энергосетей*» компании «Microsoft» [257]).

В этом научном направлении ведущими являются исследовательские коллективы университета Беркли (США), университета Техаса в Остине (США), Политехнической школы Лозанны (Швейцария) [275], занимающиеся вопросами

проектирования, внедрения и сопровождения подсистем *Micro Grid* (наиболее близкое отечественное определение – мини-ЭЭС).

Университет прикладных наук Гамбурга *HAW* (ФРГ), Технический университет Вены (Австрия) являются лидерами в задачах построения автоматизированных систем мониторинга и технической диагностики электротехнических комплексов.

В вопросах проработки «технологических» аспектов построения электротехнических «интеллектуальных экосистем» известны исследовательские коллективы университетов Ганновера и Ильменау (ФРГ), активно участвующие в перспективных разработках по альтернативным источникам энергии, стандартам *DIN*, технологиям использования биомассы, выработке энергии из газа, малой энергетике.

Базовой концепцией построения интеллектуальных энергетических систем, являющейся стандартом де-факто, является концепция *CIM* (*Common Information Model* – общая информационная модель) [280, 281].

В настоящее время за рубежом и в России для стандартизации и унификации подходов в рамках технологии *Smart Grid* разрабатывается несколько нормативных групп стандартов, имеющих свою направленность:

1. Стандарты по исходной информации (*Data Standards*):

- 1.1. Стандарты (рекомендательного характера), ориентированные на разработку модели *CIM* для энергетических компаний;

- 1.2. Стандарты *Multispeak*, ориентированные на обмен данными между информационными системами и представляющие собой жесткую систему требований к интеллектуальным устройствам. Многие зарубежные производители электротехнического оборудования, работающие с технологиями *Smart Grid*, уже используют нормы *Multispeak* в своей деятельности. За рубежом эти стандарты обязательны для выполнения во всех сферах промышленности, задействованных в реализации технологии *Smart Grid*, что позволит получить более низкую стоимость интеграции в новую энергетическую систему для промышленных потребителей.

2. Стандарты в области связи.

При этом в случае реализации технологии *Smart Grid* возможно возникновение ситуации, когда данные стандарты будут оказывать воздействие на функционирование и самой минерально-сырьевой отрасли.

Сегодня ситуация такова, что вопросы применения и реализации стандартов *Smart Grid* – актуальная задача для международных научных, исследовательских, учебных и пользовательских групп (таких, например, как *CIGRE*).

Исследования по вопросам программно-информационного обеспечения повышения уровня интеллектуальности систем управления энергетическими ресурсами предприятия выполнены Пермским национальным исследовательским политехническим университетом (ПНИПУ) совместно с научно-исследовательскими коллективами Университета прикладных наук Гамбурга (ФРГ) и компании «*Envidatec GmbH*» (ФРГ) в рамках международного консорциума разработчиков и ученых *OpenJEVis* [127, 142, 155, 274]. Применительно к предприятиям минерально-сырьевой отрасли структурная схема единой энергетической и инфокоммуникационной инфраструктуры предприятия представлена на рисунке 1.9 [142].

С учетом отраслевой специфики проведена декомпозиция уровней и задач информационно-аналитических комплексов, построенных на основе технологии *Smart Grid* (рисунок 1.10) [127, 300].

Представленные схемы позволяют рассматривать электротехнический комплекс предприятия минерально-сырьевой отрасли как эмерджентную систему, которая имеет многоуровневую структуру достаточно большой размерности со сложными энергетическими, технологическими, информационными (в современных условиях – и геоинформационными) связями.

В известной работе Н.И. Зеленохата [73] предлагается метод информационной декомпозиции ЭЭС, основу которого составляют электроэнергетические подсистемы, формируемые на определенных иерархических уровнях.

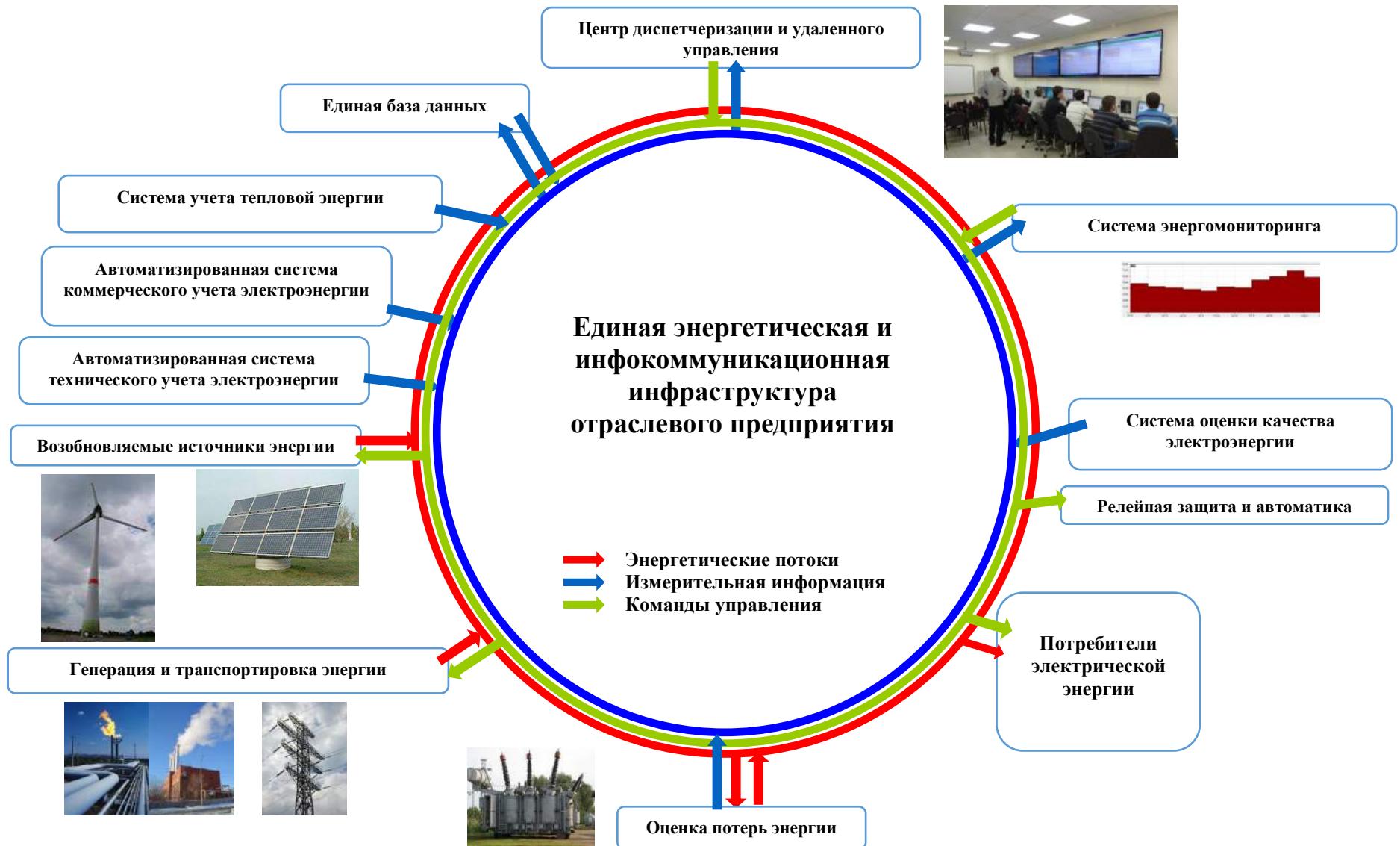


Рисунок 1.9 – Единая энергетическая и инфокоммуникационная инфраструктура предприятия минерально-сырьевой отрасли

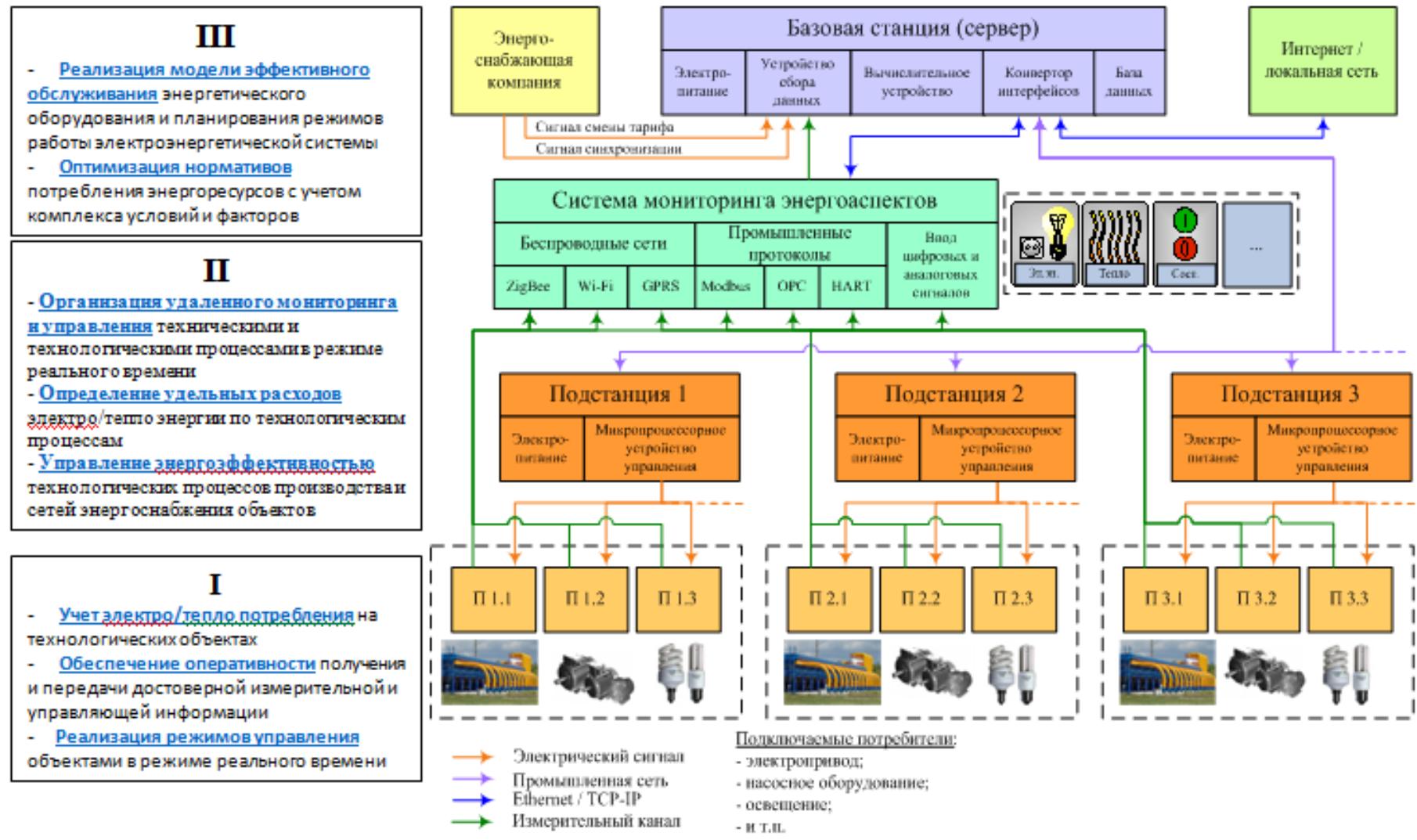


Рисунок 1.10 – Структура уровней и задач информационно-аналитических комплексов, построенных на основе технологии *Smart Grid* на предприятиях минерально-сырьевой отрасли

Профессор УрФУ С.Е. Кокин ввел термин «энергоинформационная модель»: в его работах [89, 90] система электроснабжения «делится на кластеры, каждый из которых обладает единым уровнем представленной информации и определенными операционными воздействиями».

Очевидно, что предлагаемая терминология может быть применима не только к системам электроснабжения, но и к электротехническим комплексам и системам.

В отличие от методов, рассмотренных в указанных работах [73, 89, 90], предлагается при разработке энергоинформационной модели электротехнических комплексов использовать матрично-топологический подход. Положительная сторона матрично-топологического направления теории цепей заключается в большой степени упорядоченности составления систем уравнений. Могут быть составлены алгоритмы, позволяющие не только составлять системы уравнений с помощью ЭВМ, но и осуществлять с их помощью расчеты на оптимальные в том или ином смысле режимы функционирования ЭТК.

1.5. Задачи исследования

В связи с изложенным, принимая во внимание сложность процессов функционирования ЭТК ПМСО, подверженных влиянию многих факторов, учитывая многокомпонентные ресурсы и необходимость повышения уровня принятия решений в условиях неопределенности и неполноты информации в любой период жизненного цикла ЭТК ПМСО, требуется развитие методологии моделирования электротехнических комплексов, поддерживаемых инструментальными вычислительными системами.

На основании проведенного анализа современного состояния теории и методов обеспечения эффективного функционирования ЭТК в работе поставлены следующие основные задачи:

- 1) выполнить развитие методологии моделирования ЭТК и разработать метод и алгоритмы оперативного анализа режимов функционирования

электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли;

2) разработать энергоинформационную модель электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, синтезированную с применением матрично-топологического подхода;

3) разработать иерархическую структуру и модели элементов электротехнических комплексов, сопоставимые с методами и алгоритмами оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли;

4) разработать методы, принципы и способы повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов с использованием энергоинформационного моделирования;

5) разработать структуру и алгоритмы гибкой информационно-программной среды для управления состоянием элементов электротехнических комплексов на различных этапах жизненного цикла, совместимой с информационно-аналитическими системами производства;

6) разработать научно-технические решения и мероприятия, обеспечивающие повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, и рекомендации по их применению.

2. Методология моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

2.1. Обоснование основных идей

Процесс создания математической модели ЭТК рассматривается как последовательность двух этапов: создание моделей отдельных элементов и создание модели их взаимодействия.

В известных работах В.А. Веникова [20–24] и в работах О.А. Суханова [223], продолжающих идеи В.А. Веникова, подходы к исследованию систем такого типа подразделяются на методы, направленные на упрощение или понижение размерности рассматриваемой модели, и методы декомпозиции, позволяющие получить решение большой задачи высокого порядка, в которых рассматриваются отдельные малые задачи и комбинируются полученные решения.

Под элементами ЭТК понимаются подсистемы, не подлежащие дальнейшему расчленению, внутренние процессы в которых не рассматриваются.

Взаимодействие электрически связанных элементов наиболее естественно организовать посредством таких электрических параметров режима, как токи и напряжения.

Расчеты электрических режимов базируются на решении уравнений, сформулированных на основе одного из двух методов, вытекающих из закона Кирхгофа, – метода уравнений узловых напряжений (УУН) или метода уравнений контурных токов.

Следует отметить, что решения с помощью метода уравнений контурных токов не получили широкого распространения для расчетов режимов сложнозамкнутых электрических сетей электроэнергетической системы из-за сложностей выбора независимых контуров, трудностей учета узлов с заданными изменениями мощностей P_i , модулей и фазовых углов напряжений U_i и решения

контурных уравнений.

В [3, 248] приведен анализ некоторых модификаций УУН, широко применяемых в России и за рубежом для выполнения оперативных расчетов допустимости электрических режимов, их оптимизации и надежности. Отмечается, что каждая из этих задач включает многовариантные расчеты, и удовлетворить достаточно жестким требованиям быстродействия и робастности метода расчета в рамках одной модели практически невозможно. Поэтому разработан класс моделей, используемых в зависимости от условий задачи [3, 248]:

Модель 1 – уравнения активного потокораспределения в функции узловых мощностей (метод коэффициентов потокораспределения) [62];

Модель 2 – уравнения активного потокораспределения в функции фазовых узловых напряжений (уравнения, идеализированные по постоянному току $P-\delta$);

Модель 3 – комплексные УУН в форме баланса токов при задании нагрузки постоянной проводимостью;

Модель 4 – комплексные УУН в форме баланса мощностей в полярной системе координат с упрощениями, исключающими операции с тригонометрическими функциями и разделением итерационного процесса по активной и реактивной мощностям;

Модель 5 – комплексные УУН в форме баланса мощностей в прямоугольной системе координат при аппроксимации их полным рядом Тейлора.

Две последние модели являются нелинейными с постоянной матрицей Якоби, которая может быть определена и факторизована вне итерационного процесса, что удобно для моделирования отказов, а при использовании оптимального шага обеспечивает хорошую сходимость, лучшую по сравнению с полным методом Ньютона, значительный выигрыш по памяти и скорости расчета как в нормальных, так и в утяжеленных режимах.

Данный класс моделей охватывает практически весь спектр задач, связанных с анализом установившихся режимов при оценке надежности для различных уровней структурной иерархии ЭЭС [3].

Предлагается решение задачи моделирования режимов ЭЭС на основе *модели 3*, с использованием топологических матриц. Модель 3 представлена комплексными УУН в форме баланса токов при задании нагрузки постоянной проводимостью, а мощности генераторов – током.

Система уравнений i -го структурного элемента ЭТК относительно внешних переменных представляется в общем виде следующим векторным уравнением [107]:

$$p\mathbf{I}_i = -\mathbf{A}_i \mathbf{U}_i - \mathbf{B}_i \mathbf{I}_i - \mathbf{H}_i, \quad (2.1)$$

где p – оператор дифференцирования;

\mathbf{I}_i – вектор токов i -го элемента;

\mathbf{A}_i , \mathbf{B}_i – матрицы коэффициентов, размерность которых зависит от системы координат, в которых моделируется структурный элемент, и от того, насколько «полными» (или упрощенными) являются уравнения [107];

\mathbf{U}_i – вектор напряжений, приложенных между внешними зажимами i -го элемента;

\mathbf{H}_i – вектор, определяющий действие на элемент, в том числе со стороны средств регулирования электрических параметров.

Компоненты вектора \mathbf{H}_i для пассивных элементов ЭЭС – нулевые, для синхронных машин при отсутствии регулирования возбуждения – постоянные, при регулировании возбуждения меняются на каждом шаге расчета [107].

Уравнения (2.1) решаются на каждом шаге расчета методом численного интегрирования относительно внешних токов структурного элемента. При этом следует отметить, что для пассивных элементов выражение (2.1) содержит всю систему дифференциальных уравнений элемента. Для электрических машин уравнения (2.1) следует интегрировать совместно с уравнениями роторных контуров и уравнениями, описывающими механическое состояние элемента. Таким образом, для электрических машин векторы \mathbf{I} и $p\mathbf{I}$ не совпадают по размерности: вектор \mathbf{I} содержит не только внешние, но и внутренние (роторные) токи, расчет которых производится на каждом шаге численного интегрирования полной системы дифференциальных уравнений электрической машины. Знаки при слагаемых уравнения (2.1) соответствуют нормальному направлению токов в

электрических машинах (от генератора к узлу).

Кроме того, необходимо учитывать, что ветви ЭЭС содержат не только активные, но и индуктивные переменные. По этой причине необходимо использовать два числа для записи тока и напряжения или использовать для этой цели комплексные числа.

На первый взгляд наиболее удобной кажется комплексная форма записи для напряжений и токов ветвей. Однако синхронные явнополюсные машины в такой форме записи выражаются уравнениями, рассматривающими синхронную машину как источник напряжения E_Q за полным сопротивлением Z [22, 107]:

$$\dot{\bar{U}} = E_Q - \dot{\bar{I}} Z, \quad (2.2)$$

где $\dot{\bar{U}}$ – комплекс напряжения;

E_Q – фиктивная ЭДС синхронной машины [22];

$\dot{\bar{I}}$ – комплекс тока;

Z – полное сопротивление.

В уравнении (2.2) ЭДС E_Q зависит от режима. Следовательно, явнополюсная машина не имеет обычной схемы замещения в виде постоянных сопротивлений и ЭДС, приложенной за ним [94]. Таким образом, принято решение моделировать элементы системы в координатах Парка–Горева, т. е. в естественной вращающейся системе координат (d, q) , задаваемой осями ротора синхронной машины (d – продольная ось поля ротора, совпадающая с осью обмотки возбуждения; q – поперечная ось ротора, перпендикулярная продольной).

В дальнейшем предполагается развить модель электроэнергетической системы до уровня моделирования переходных процессов в структурных элементах, где преимущественно используются уравнения в координатах Парка–Горева. Актуальной является разработка универсальной модели, позволяющей исследовать кратковременные (короткие замыкания (КЗ), автоматическое повторное включение, автоматический ввод резерва) и длительные (пуск, самозапуск, синхронизация) переходные процессы в ЭЭС.

В результате используемого подхода:

а) токи и напряжения ветвей выражаются через компоненты по продольной и поперечной осям: U_d, U_q и I_d, I_q ;

б) переход к действующим значениям тока и напряжения осуществляется по формулам вида:

$$I = \sqrt{I_d^2 + I_q^2}, \quad (2.3)$$

$$U = \sqrt{U_d^2 + U_q^2}; \quad (2.4)$$

в) переход к мгновенным значениям тока и напряжений осуществляется с помощью преобразователя координат по формулам:

$$\mathbf{I}_{abc} = \Gamma^{-1} \mathbf{I}_{dq}, \quad (2.5)$$

$$\mathbf{U}_{abc} = \Gamma^{-1} \mathbf{U}_{dq}, \quad (2.6)$$

где Γ^{-1} – матрица Горева;

$$\Gamma^{-1} = \begin{pmatrix} \cos \gamma & \sin \gamma & 1 \\ \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\gamma - \frac{4\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma - \frac{4\pi}{3}\right) & 1 \end{pmatrix}; \quad (2.7)$$

γ – угол поворота оси d по отношению к неподвижной оси;

в векторы $\mathbf{I}_{dq}, \mathbf{U}_{dq}$ вносится дополнительная третья нулевая строка;

г) представление в осях (d, q) дает возможность использовать непосредственно каталогные данные оборудования при моделировании синхронных машин.

2.2. Математическое описание основных структурных элементов

электротехнических комплексов

предприятий минерально-сырьевой отрасли

Приведем математическое описание основных структурных элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

2.2.1. Модель синхронной машины

При выводе дифференциальных уравнений синхронной машины применяются следующие общепринятые допущения [19, 22, 107]:

- а) статор имеет трехфазную симметричную обмотку;
- б) распределение магнитного поля каждой обмотки вдоль окружности воздушного зазора синусоидально;
- в) отсутствуют потери в стали;
- г) наличие пазовой неравномерности воздушного зазора не влияет на магнитную проводимость.

Для синхронного генератора, имеющего на роторе два эквивалентных демпферных контура, полная система уравнений Парка–Горева имеет вид [22]:

$$\left\{ \begin{array}{l} U_d = -\Psi_q \omega - \frac{d\Psi_d}{dt} - I_d r_a, \\ U_q = \Psi_d \omega - \frac{d\Psi_q}{dt} - I_q r_a, \\ U_f = d \frac{\Psi_f}{dt} + I_f r_f, \\ 0 = d \frac{\Psi_D}{dt} + I_D r_D, \\ 0 = d \frac{\Psi_Q}{dt} + I_Q r_Q, \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} (M_T - M), \\ \frac{d\gamma}{dt} = \omega, \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0, \\ M = \Psi_d I_q - \Psi_q I_d, \end{array} \right. \quad (2.8)$$

где U_d, U_q – напряжения на обмотке статора по продольной и поперечной осям;

Ψ_d, Ψ_q – потокосцепления обмотки статора по продольной и поперечной осям;

ω – угловая частота вращения ротора;

I_d, I_q – токи статора по продольной и поперечной осям;

r_a – активное сопротивление обмотки статора;

U_f – напряжение на обмотке возбуждения;

Ψ_f – потокосцепление обмотки возбуждения;

I_f – ток обмотки возбуждения;

r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения;

Ψ_D, Ψ_Q – потокосцепления демпферных контуров по продольной и поперечной осям;

I_D, I_Q – токи демпферных контуров по продольной и поперечной осям;

r_D, r_Q – активные сопротивления демпферных контуров по продольной и поперечной осям;

J – момент инерции электрической машины;

M_T – момент турбины;

M – электромагнитный момент генератора;

γ – угол поворота оси d по отношению к неподвижной оси A (рисунок 2.1);

δ – внутренний угол машины (угол нагрузки);

ω_0 – угловая частота вращения поля статора.

Уравнения записаны для взаимного расположения координатных осей, представленного на рисунке 2.1 [22].

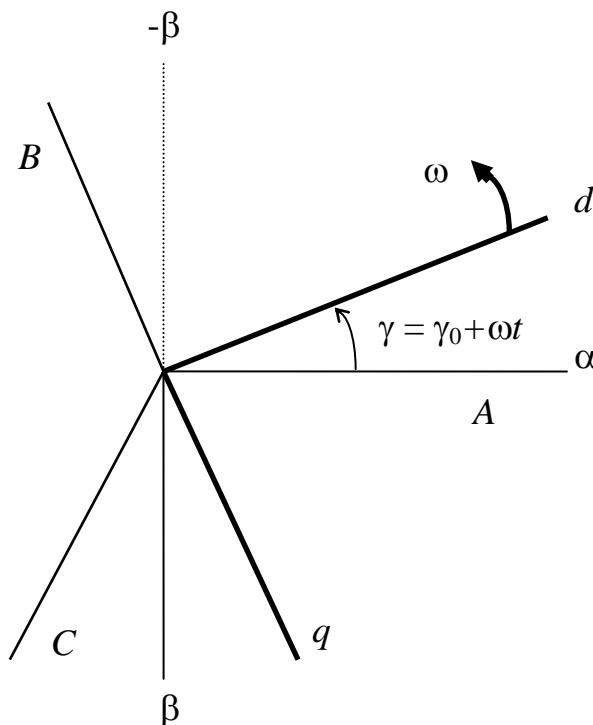


Рисунок 2.1 – Соотношение между координатами (A, B, C) , (d, q) и (α, β)

Уравнения (2.5) полностью характеризуют переходный процесс в том случае, если напряжение \dot{U} на шинах не зависит от режима системы (шины неизменного напряжения). Если это напряжение зависит от режима системы, то необходимо рассчитать это напряжение в отдельных программных модулях, имитирующих электрическую нагрузку генератора [196, 202].

Для синхронного двигателя используются уравнения с теми же знаками переменных величин, что и для генераторов, при этом момент механических сил на валу M_c (вместо M_T) и угол нагрузки δ принимаются отрицательными.

Уравнения связи электрических контуров при отсутствии насыщения записываются в следующей форме:

$$\begin{pmatrix} \Psi_d \\ \Psi_D \\ \Psi_f \\ \Psi_q \\ \Psi_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_d & x_{ad} & x_{ad} & 0 & 0 \\ x_{ad} & x_D & x_{ad} & 0 & 0 \\ x_{ad} & x_{ad} & x_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & x_q & x_{aq} \\ 0 & 0 & 0 & x_{aq} & x_Q \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} I_d \\ I_D \\ I_f \\ I_q \\ I_Q \end{pmatrix}, \quad (2.9)$$

где x_d, x_q – синхронные реактивные сопротивления по продольной и поперечным осям;

x_{ad}, x_{aq} – сопротивления взаимоиндукции между обмотками статора и ротора по продольной и поперечным осям;

x_D, x_Q – индуктивные сопротивления демпферных контуров по продольной и поперечной осям.

Напряжение возбуждения является внешней переменной модели и описывается одним из блоков программного комплекса, который реализует автоматический регулятор возбуждения (АРВ) [107, 196, 202]. Характер изменения механического момента (M_T) на валу также описывается специальными блоками вычислительного комплекса [196, 202].

Приведем математическое описание синхронной машины к виду (2.1) [107]:

$$\begin{aligned}
& \begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \mathbf{L}^* \times \\
& \times \left(- \begin{pmatrix} r_a & \omega x_q & -r_f \frac{x_D x_{ad} - x_{ad}^2}{x_f x_D - x_{ad}^2} & -r_D \frac{x_f x_{ad} - x_{ad}^2}{x_f x_D - x_{ad}^2} & \omega x_{aq} \\ -\omega x_d & r_a & -\omega x_{ad} & -\omega x_{ad} & -r_Q \frac{x_{aq}}{x_Q} \end{pmatrix} \times \right. \\
& \times \left. \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \\ I_f \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} x_D x_{ad} - x_{ad}^2 \\ x_f x_D - x_{ad}^2 \\ 0 \end{pmatrix} U_f \right), \\
& \text{где } \mathbf{L}^* = \left(\begin{pmatrix} x_d & 0 \\ 0 & x_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} x_{ad} & x_{ad} & 0 \\ 0 & 0 & x_{aq} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_f & x_{ad} & 0 \\ x_{ad} & x_D & 0 \\ 0 & 0 & x_Q \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} x_{ad} & 0 \\ x_{ad} & 0 \\ 0 & x_{aq} \end{pmatrix} \right)^{-1}.
\end{aligned} \tag{2.10}$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \mathbf{L}^* = \left(\begin{pmatrix} x_d & 0 \\ 0 & x_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} x_{ad} & x_{ad} & 0 \\ 0 & 0 & x_{aq} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_f & x_{ad} & 0 \\ x_{ad} & x_D & 0 \\ 0 & 0 & x_Q \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} x_{ad} & 0 \\ x_{ad} & 0 \\ 0 & x_{aq} \end{pmatrix} \right)^{-1}, \tag{2.11}$$

$$\mathbf{B} = \mathbf{A} \times \left(\begin{pmatrix} r_a & \omega x_q & -r_f \frac{x_D x_{ad} - x_{ad}^2}{x_f x_D - x_{ad}^2} & -r_D \frac{x_f x_{ad} - x_{ad}^2}{x_f x_D - x_{ad}^2} & \omega x_{aq} \\ -\omega x_d & r_a & -\omega x_{ad} & -\omega x_{ad} & -r_Q \frac{x_{aq}}{x_Q} \end{pmatrix}, \tag{2.12}$$

$$\mathbf{H} = \mathbf{A} \times \left(\begin{pmatrix} x_D x_{ad} - x_{ad}^2 \\ x_f x_D - x_{ad}^2 \\ 0 \end{pmatrix} \right) U_f. \tag{2.13}$$

Расчет параметров схем замещения синхронных машин реализован в виде отдельного модуля программного комплекса [203, 205].

Расчет параметров схемы замещения явнополюсного синхронного двигателя

Схема замещения явнополюсного синхронного двигателя по продольной и поперечной осям представлена на рисунке 2.2 (x_σ – индуктивное сопротивление рассеивания обмотки статора, $x_{\sigma f}$ – индуктивное сопротивления рассеяния обмотки возбуждения, $x_{\sigma D}$, $x_{\sigma Q}$ – индуктивные сопротивления рассеяния демпферных контуров по продольной и поперечной осям, s – скольжение) [71].

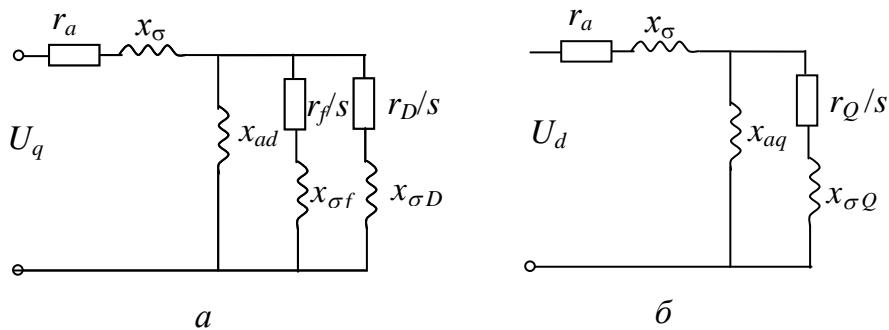


Рисунок 2.2 – Схема замещения явнополюсного синхронного двигателя по продольной (а) и поперечной (б) осям

Расчет параметров схемы замещения явнополюсного синхронного двигателя с помощью ЭВМ осуществляется выполнением следующих вычислительных процедур [203, 205]:

1) введение оператором каталожных данных синхронной машины:

$U_{\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения, I_{n} – пусковой ток (или (опционально) $I_{*\text{n}}$ – кратность пускового тока по отношению к номинальному току), M_{n} – пусковой момент (или (опционально) $M_{*\text{n}}$ – кратность пускового момента по отношению к номинальному моменту), M_{\max} – максимальный синхронный момент, $P_{\text{ном}}$ – номинальное значение активной мощности, $S_{\text{ном}}$ – номинальное значение полной мощности, $\cos \phi_{\text{ном}}$ – номинальное значение коэффициента мощности, $\eta_{\text{ном}}$ – номинальное значение КПД, s – скольжение, $U_{f\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения обмотки возбуждения, $I_{f\text{ном}}$ – номинальное значение тока обмотки возбуждения;

2) расчет номинального значения $\sin \phi_{\text{ном}}$:

$$\sin \varphi_{\text{ном}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{ном}}} ; \quad (2.14)$$

3) расчет начальных приближенных значений параметров схемы замещения синхронного двигателя:

3.1) расчет начального значения синхронного индуктивного сопротивления по поперечной оси $x_q(0)$:

$$x_{q(0)} = \frac{\sin \varphi_{\text{ном}} + \cos \varphi_{\text{ном}} \sqrt{M_{\max}^2 \eta_{\text{ном}}^2}}{(M_{\max} \eta_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}})^2 - 1} ; \quad (2.15)$$

3.2) расчет начального приближенного значения активного сопротивления обмотки статора $r_a(0)$:

$$r_{a(0)} = 0,25 (1 - \eta_{\text{ном}}) \eta_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}} ; \quad (2.16)$$

3.3) расчет начального приближенного значения сверхпереходного сопротивления $x_d''(0)$:

$$x_{d(0)}'' = \frac{1}{I_{\pi}} \sqrt{1 - \left(\frac{I_{\pi}^2 r_{a(0)} + M_{\pi} \cos \varphi_{\text{ном}} \eta_{\text{ном}}}{I_{\pi}} \right)^2} \quad (2.17)$$

или (в зависимости от введенных каталожных данных):

$$x_{d(0)}'' = \frac{1}{I_{\pi}} \sqrt{1 - \left(\frac{M_{\pi}}{I_{\pi}} \right)^2} ; \quad (2.17')$$

3.4) расчет начального приближенного значения активного сопротивления демпферных контуров по продольной оси $r_D(0)$:

$$r_{D(0)} = 2M_{\pi} \frac{P_{\text{ном}}}{S_{\text{ном}} I_{\pi}^2} ; \quad (2.18)$$

3.5) расчет начального приближенного значения активного сопротивления демпферных контуров по поперечной оси $r_Q(0)$:

$$r_Q(0) = 0,71 r_{D(0)} ; \quad (2.19)$$

3.6) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеивания статора $x_{\sigma}(0)$:

$$x_{\sigma(0)} = 0,6 x_{d(0)}'' ; \quad (2.20)$$

3.7) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления по продольной оси $x_{d(0)}$ для нормального режима:

$$x_{d(0)} = 1,666 x_{q(0)}; \quad (2.21)$$

3.8) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления по продольной оси $x'_{d(0)}$ для переходного режима:

$$x'_{d(0)} = 1,6 x''_{d(0)}; \quad (2.22)$$

3.9) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления по поперечной оси $x''_{q(0)}$ для сверхпереходного режима:

$$x''_{q(0)} = 1,1 x''_{d(0)}; \quad (2.23)$$

3.10) расчет начального значения ЭДС обмотки возбуждения при номинальном режиме $E_{f\text{ном}(0)}$:

$$E_{f\text{ном}(0)} = \sqrt{1 - \left(\frac{M_{\text{ном}}}{M_{\text{max}}}\right)^2} + x_{d(0)} \sqrt{1 - \left(\frac{M_{\text{ном}}}{M_{\text{max}}}\right)^2} \frac{1}{x_{q(0)}^2}; \quad (2.24)$$

3.11) расчет начального значения базисного сопротивления цепи возбуждения при номинальном режиме $z_{\text{баз } f(0)}$:

$$z_{\text{баз } f(0)} = \frac{S_{\text{ном}} E_{f\text{ном}(0)}^2}{I_{f\text{ном}}^2 (x_{d(0)} - x_{\sigma(0)})^2}; \quad (2.25)$$

3.12) расчет начального приближенного значения активного сопротивления обмотки возбуждения синхронной машины $r_{f(0)}$, Ом:

$$r_{f(0)} = 0,7 \frac{U_{f\text{ном}}}{I_{f\text{ном}}}; \quad (2.26)$$

3.13) перевод начального приближенного значения активного сопротивления обмотки возбуждения синхронной машины в относительные единицы $r_{f(0)}$:

$$r_{f(0)} := r_{f(0)} / z_{\text{баз } f(0)}; \quad (2.27)$$

3.14) расчет начального приближенного значения сопротивления взаимоиндукции между обмотками статора и ротора по продольной оси $x_{ad(0)}$:

$$x_{ad(0)} = x_{d(0)} - x_{\sigma(0)}; \quad (2.28)$$

3.15) расчет начального приближенного значения сопротивления взаимоиндукции между обмотками статора и ротора по поперечной оси $x_{aq(0)}$:

$$x_{aq(0)} = x_{q(0)} - x_{\sigma(0)}; \quad (2.29)$$

3.16) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния обмотки возбуждения $x_{\sigma f(0)}$:

$$x_{\sigma f(0)} = x_{ad(0)} \frac{x'_{d(0)} - x_{\sigma(0)}}{x_{d(0)} - x'_{d(0)}}; \quad (2.30)$$

3.17) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния демпферных контуров по продольной оси $x_{\sigma D(0)}$:

$$x_{\sigma D(0)} = \frac{(x'_{d(0)} - x_{\sigma(0)}) (x''_{d(0)} - x_{\sigma(0)})}{(x'_{d(0)} - x''_{d(0)})}; \quad (2.31)$$

3.18) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния демпферных контуров по поперечной оси $x_{\sigma Q(0)}$:

$$x_{\sigma Q(0)} = \frac{x_{aq(0)} (x''_{d(0)} - x_{\sigma(0)})}{(x_{d(0)} - x''_{q(0)})}; \quad (2.32)$$

3.19) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления демпферных контуров по продольной оси $x_{D(0)}$:

$$x_{D(0)} = x_{\sigma D(0)} + x_{ad(0)}; \quad (2.33)$$

3.20) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления демпферных контуров по поперечной оси $x_{Q(0)}$:

$$x_{Q(0)} = x_{\sigma Q(0)} + x_{aq(0)}; \quad (2.34)$$

3.21) расчет начального приближенного значения эквивалентного комплексного сопротивления по продольной оси в асинхронном режиме $z_{d(0)}$:

$$z_{d(0)} = r_{a(0)} + jx_{\sigma(0)} + \left(\frac{1}{jx_{ad(0)}} + \frac{1}{\frac{r_{f(0)}}{s} + jx_{\sigma f(0)}} + \frac{1}{\frac{r_{D(0)}}{s} + jx_{\sigma D(0)}} \right)^{-1}, \quad (2.35)$$

где рассчитанные аналитически в программной среде *Mathcad* действительная часть суть:

$$\begin{aligned}
ra + \left(\frac{rf}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{rD}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)} \right) \\
\left(\left(\frac{rf}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{rD}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)} \right)^2 \right. \\
\left. + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2 \right)
\end{aligned}$$

и мнимая часть суть:

$$\begin{aligned}
x\sigma - \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right) \\
\left(\left(\frac{rf}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{rD}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)} \right)^2 \right. \\
\left. + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2 \right)
\end{aligned}$$

3.22) определение эквивалентного комплексного сопряженного сопротивления по продольной оси в асинхронном режиме $\hat{z}_{d(0)}$ (аналитическое выражение, рассчитанное в программной среде *Mathcad*, приведено в приложении А);

3.23) расчет начального приближенного значения эквивалентного комплексного сопротивления по поперечной оси в асинхронном режиме $z_{q(0)}$:

$$z_{q(0)} = r_{a(0)} + jx_{\sigma(0)} + \left(\frac{1}{jx_{ad(0)}} + \frac{1}{\frac{r_{Q(0)}}{s} + jx_{\sigma Q(0)}} \right)^{-1}, \quad (2.36)$$

где рассчитанные аналитически в программной среде *Mathcad* действительная часть суть:

$$\begin{aligned}
 & ra + rQ \left(s \left(\frac{rQ^2}{s^2} \right. \right. \\
 & \left. \left. + x\sigma Q^2 \right) \left(\frac{rQ^2}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} \right. \right. \right. \\
 & \left. \left. \left. - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2 \right) \right)
 \end{aligned}$$

и мнимая часть суть:

$$\begin{aligned}
 & x\sigma \\
 & - \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right) \left(\frac{rQ^2}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} \right. \right. \\
 & \left. \left. - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2 \right)
 \end{aligned}$$

3.24) определение эквивалентного комплексного сопряженного сопротивления по поперечной оси в асинхронном режиме $\hat{z}_{q(0)}$ (аналитическое выражение, рассчитанное в программной среде *Mathcad*, приведено в приложении А);

4) расчет пускового тока и пускового момента на первом шаге приближения:

4.1) расчет пускового тока $I_{\pi(1)}$ на первом шаге приближения:

$$I_{\pi(1)} = 0,5U_{\text{ном}} \left| \frac{1}{\hat{z}_{d(0)}} + \frac{1}{\hat{z}_{q(0)}} \right| \quad (2.37)$$

(аналитическое выражение, рассчитанное в программной среде *Mathcad*, приведено в приложении Б);

4.2) расчет пускового момента $M_{\pi(1)}$ на первом шаге приближения:

$$M_{\pi(1)} = \frac{S_{\text{ном}} (P_{\text{ном}} - I_{\pi(1)}^2 r_{a(0)})}{P_{\text{ном}}}; \quad (2.38)$$

4.3) расчет разности ΔI_{π} между каталожным значением I_{π} и расчетным значением $I_{\pi(1)}$ пускового тока на первом шаге приближения:

$$\Delta I_{\pi} = I_{\pi} - I_{\pi(1)}; \quad (2.39)$$

4.4) расчет разности ΔM_{π} между каталожным значением M_{π} и расчетным значением $M_{\pi(1)}$ пускового момента на первом шаге приближения:

$$\Delta M_{\pi} = M_{\pi} - M_{\pi(1)}; \quad (2.40)$$

5) расчет по методу итераций параметров схемы замещения синхронного двигателя до выполнения условия:

$$|\Delta I_{\pi}| + |\Delta M_{\pi}| < \varepsilon, \quad (2.41)$$

где ε – заданная точность расчетов (принимается, что $\varepsilon = 0,00000001$ [203, 205]):

5.1) расчет i -го приближения сверхпереходного сопротивления $x''_{d(i)}$:

$$x''_{d(i)} = x''_{d(i-1)} \left(1 - \frac{\Delta I_{\pi}}{I_{\pi}} \right); \quad (2.42)$$

5.2) расчет i -го приближения активного сопротивления демпферной обмотки по продольной оси $r_{D(i)}$:

$$r_{D(i)} = r_{D(i-1)} \left(1 + \frac{\Delta M_{\pi}}{M_{\pi}} \right); \quad (2.43)$$

5.3) расчет i -х приближений параметров схемы замещения в соответствии с вычислительными процедурами пп.3.5–3.24, 4.1–4.4 (по формулам (2.19)–(2.40));

6) установление значений параметров схемы замещения синхронного двигателя, полученных на последнем шаге итерационного расчета;

7) расчет сверхпереходной ЭДС $E''_{\text{СД}}$ синхронного двигателя (на основе предшествующего номинального режима);

7.1) расчет сверхпереходной ЭДС $E''_{\text{СД}}$ для синхронных двигателей, до короткого замыкания работавших с перевозбуждением:

$$E''_{\text{СД}} = \sqrt{(U_{|0|} + I_{|0|}x_d'' \sin \varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|}x_d'' \cos \varphi_{|0|})^2}, \quad (2.44)$$

где $U_{|0|}$ – фазное напряжение на выводах двигателя в момент, предшествующий КЗ;

$I_{|0|}$ – ток статора в момент, предшествующий КЗ;

$\varphi_{|0|}$ – угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий КЗ;

7.2) расчет сверхпереходной ЭДС $E''_{\text{СД}}$ для синхронных двигателей, до короткого замыкания работавших с недовозбуждением:

$$E''_{\text{СД}} = \sqrt{(U_{|0|} - I_{|0|}x_d'' \sin \varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|}x_d'' \cos \varphi_{|0|})^2}; \quad (2.44')$$

Расчет параметров схемы замещения неявнополюсного синхронного двигателя

Схема замещения неявнополюсного СД представлена на рисунке 2.3 (в связи с симметрией ротора по осям (d, q)) $x_d = x_q$, $x_{ad} = x_{aq}$, $x_{\sigma D} = x_{\sigma Q}$, $r_D = r_Q$) [71].

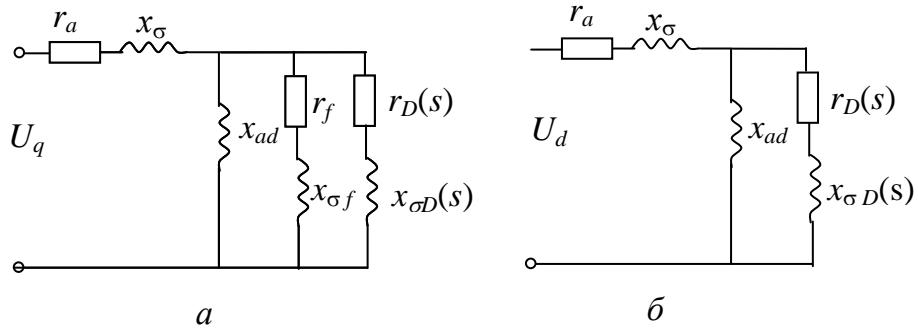


Рисунок 2.3 – Схемы замещения неявнополюсного синхронного двигателя по продольной (а) и поперечной (б) осям

Расчет параметров схемы замещения неявнополюсного синхронного двигателя с помощью ЭВМ осуществляется выполнением следующих вычислительных процедур [203, 205]:

1) введение оператором каталожных данных синхронной машины:

$U_{\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения, I_{n} – пусковой ток (или (опционально) $I_{* \text{n}}$ – кратность пускового тока по отношению к номинальному току), M_{n} – пусковой момент (или (опционально) $M_{* \text{n}}$ – кратность пускового момента по

отношению к номинальному моменту), M_{\max} – максимальный синхронный момент, P_{\max} – максимальная активная мощность в синхронном режиме, $P_{\text{ном}}$ – номинальное значение активной мощности, $S_{\text{ном}}$ – номинальное значение полной мощности, $\cos \varphi_{\text{ном}}$ – номинальное значение коэффициента мощности, $\eta_{\text{ном}}$ – номинальное значение КПД, s – скольжение, $U_{f\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения обмотки возбуждения, $I_{f\text{ном}}$ – номинальное значение тока обмотки возбуждения, x_d – индуктивное сопротивление по продольной оси для нормального режима, x'_d – индуктивное сопротивление по продольной оси для переходного режима, $x''_{d\text{п}}$ – сверхпереходное индуктивное сопротивление на оси d в пусковом режиме ($s = 1$); $M_{\text{в}}$ – входной момент ($s = 0,05$);

2) расчет номинального значения $\sin \varphi_{\text{ном}}$:

$$\sin \varphi_{\text{ном}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{ном}}} ; \quad (2.45)$$

3) расчет начальных приближенных значений параметров схемы замещения неявнополюсного синхронного двигателя:

3.1) расчет начального приближенного значения активного сопротивления статорной обмотки $r_{a(0)}$:

$$r_{a(0)} = 0,25 (1 - \eta_{\text{ном}}) \eta_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}} ; \quad (2.46)$$

3.2) расчет начального (ненасыщенного) синхронного значения синхронного индуктивного сопротивления $x_{d(0)}$:

$$x_{d(0)} = \frac{\sin \varphi_{\text{ном}} + \sqrt{\left(\frac{P_{\max}}{1,11}\right)^2 - (\cos \varphi_{\text{ном}})^2}}{\left(\frac{P_{\max}}{1,11}\right)^2 - 1} ; \quad (2.47)$$

3.3) расчет начального приближенного значения активного сопротивления эквивалентного демпферного контура $r_{D\text{п}(0)}$:

$$r_{D\text{п}(0)} = 2M_{\text{п}} \frac{P_{\text{ном}}}{S_{\text{ном}} I_{\text{п}}^2} ; \quad (2.48)$$

3.4) установление начального приближенного значения активного сопротивления эквивалентного демпферного контура в синхронном режиме $r_{D\text{с}(0)}$:

$$r_{Dc(0)} := r_{Dn(0)}; \quad (2.49)$$

3.5) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния эквивалентного демпферного контура в пусковом режиме $x_{\sigma Dn(0)}$:

$$x_{\sigma Dn(0)} := 0,55 r_{Dn(0)}; \quad (2.50)$$

3.6) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления $x'_{d(0)}$ для переходного режима:

$$x'_{d(0)} = 1,6 x''_{dn(0)}; \quad (2.51)$$

3.7) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния статорной обмотки $x_{\sigma(0)}$:

$$x_{\sigma(0)} = 1,3 x''_{dn(0)} - \sqrt{0,9(x''_{dn(0)})^2 + 0,6 x''_{dn(0)} x_{\sigma Dn(0)}}; \quad (2.52)$$

3.8) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния эквивалентного демпферного контура в синхронном режиме $x_{\sigma Dc(0)}$:

$$x_{\sigma Dc(0)} = x_{\sigma Dn(0)} \frac{r_{Dn(0)}}{r_{Dc(0)}}; \quad (2.53)$$

3.9) расчет начального значения ЭДС обмотки возбуждения при номинальном режиме $E_{f\text{nom}(0)}$:

$$E_{f\text{nom}(0)} = \sqrt{1 - \left(\frac{M_{\text{nom}}}{M_{\text{max}}}\right)^2} + x_{d(0)} \sqrt{1 - \left(\frac{M_{\text{nom}}}{M_{\text{max}}}\right)^2} \frac{1}{x_{q(0)}^2}; \quad (2.54)$$

3.10) расчет начального значения базисного сопротивления цепи возбуждения при номинальном режиме $z_{\text{баз}f(0)}$:

$$z_{\text{баз}f(0)} = \frac{S_{\text{nom}} E_{f\text{nom}(0)}^2}{I_{f\text{nom}}^2 (x_{d(0)} - x_{\sigma(0)})^2}; \quad (2.55)$$

3.11) расчет начального приближенного значения активного сопротивления обмотки возбуждения синхронной машины $r_{f(0)}$, Ом:

$$r_{f(0)} = 0,7 \frac{U_{f\text{nom}}}{I_{f\text{nom}}}; \quad (2.56)$$

3.12) перевод начального приближенного значения активного сопротивления обмотки возбуждения синхронной машины в относительные единицы $r_{f(0)}$:

$$r_{f(0)} := r_{f(0)} / z_{\text{баз}}_{f(0)}; \quad (2.57)$$

3.13) расчет начального приближенного значения сопротивления взаимоиндукции между обмотками статора и ротора $x_{ad(0)}$:

$$x_{ad(0)} = x_{d(0)} - x_{\sigma(0)}; \quad (2.58)$$

3.14) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния обмотки возбуждения $x_{\sigma f(0)}$:

$$x_{\sigma f(0)} = \frac{x'_{d(0)} - x_{\sigma(0)}}{x_{d(0)} - x'_{d(0)}}; \quad (2.59)$$

3.15) расчет начального приближенного значения эквивалентного комплексного сопротивления по продольной оси в синхронном режиме $z_{d(0)}$:

$$z_{d(0)} = r_{a(0)} + jx_{\sigma(0)} + \left(\frac{1}{jx_{ad(0)}} + \frac{1}{r_{f(0)} + jx_{\sigma f(0)}} + \frac{1}{r_{Dc(0)} + jx_{\sigma Dc(0)}} \right)^{-1}, \quad (2.60)$$

где рассчитанные аналитически в программной среде *Mathcad* действительная часть суть:

$$\begin{aligned} & ra + \left(\frac{rf}{rf^2 + x\sigma f^2} + \frac{rDc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right) \Bigg/ \left(\left(\frac{rf}{rf^2 + x\sigma f^2} \right. \right. \\ & \left. \left. + \frac{rDc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{rf^2 + x\sigma f^2} \right. \right. \\ & \left. \left. - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2 \right) \end{aligned}$$

и мнимая часть суть:

$$\begin{aligned}
& x\sigma \\
& - \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right) \Bigg/ \\
& \left(\frac{rDc^2}{(rDc^2 + x\sigma Dc^2)^2} + \left(-\frac{1}{xad} \right. \right. \\
& \left. \left. - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2 \right)
\end{aligned}$$

3.16) определение эквивалентного комплексного сопряженного сопротивления по продольной оси в синхронном режиме $\hat{z}_{d(0)}$ (аналитическое выражение, рассчитанное в программной среде *Mathcad*, приведено в приложении А);

3.17) расчет начального приближенного значения эквивалентного комплексного сопротивления по поперечной оси в асинхронном режиме $z_{q(0)}$:

$$z_{q(0)} = r_{a(0)} + jx_{\sigma(0)} + \left(\frac{1}{jx_{ad(0)}} + \frac{1}{r_{Dc(0)} + jx_{\sigma Dc(0)}} \right)^{-1}, \quad (2.61)$$

где рассчитанные аналитически в программной среде *Mathcad* действительная часть суть:

$$\begin{aligned}
ra + rDc & \Bigg/ \left((rDc^2 + x\sigma Dc^2) \left(\frac{rDc^2}{(rDc^2 + x\sigma Dc^2)^2} + \left(-\frac{1}{xad} \right. \right. \right. \\
& \left. \left. \left. - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2 \right) \Bigg)
\end{aligned}$$

и мнимая часть суть:

$$x\sigma = \frac{-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2}}{\frac{rDc^2}{(rDc^2 + x\sigma Dc^2)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2};$$

3.18) определение эквивалентного комплексного сопряженного сопротивления по поперечной оси в асинхронном режиме $\hat{z}_{q(0)}$ (аналитическое выражение, рассчитанное в программной среде *Mathcad*, приведено в приложении А);

4) расчет пускового тока и входного момента на первом шаге приближения:

4.1) расчет пускового тока $I_{\text{п(1)}}$ на первом шаге приближения:

$$I_{\text{п(1)}} = 0,5U_{\text{ном}} \left| \frac{1}{\hat{z}_{d(0)}} + \frac{1}{\hat{z}_{q(0)}} \right| \quad (2.62)$$

(аналитическое выражение, рассчитанное в программной среде *Mathcad*, приведено в приложении Б);

4.2) расчет входного момента $M_{\text{в(1)}}$ на первом шаге приближения:

$$M_{\text{в(1)}} = \frac{S_{\text{ном}} (P_{\text{ном}} - I_{\text{п(1)}}^2 r_{a(0)})}{P_{\text{ном}}} ; \quad (2.63)$$

4.3) расчет разности $\Delta I_{\text{п}}$ между каталожным значением $I_{\text{п}}$ и расчетным значением $I_{\text{п(1)}}$ пускового тока на первом шаге приближения:

$$\Delta I_{\text{п}} = I_{\text{п}} - I_{\text{п(1)}} ; \quad (2.64)$$

4.4) расчет разности $\Delta M_{\text{в}}$ между каталожным значением $M_{\text{в}}$ и расчетным значением $M_{\text{в(1)}}$ входного момента на первом шаге приближения:

$$\Delta M_{\text{в}} = M_{\text{в}} - M_{\text{в(1)}} ; \quad (2.65)$$

5) расчет по методу итераций параметров схемы замещения синхронного двигателя до выполнения условия:

$$|\Delta I_{\text{п}}| + |\Delta M_{\text{в}}| < \varepsilon, \quad (2.66)$$

где ε – заданная точность расчетов (принимается, что $\varepsilon = 0,00000001$ [203, 205]):

5.1) расчет i -го приближения активного сопротивления эквивалентного демпферного контура $r_{D\text{п}(i)}$:

$$r_{D\text{п}(i)} = r_{D\text{п}(i-1)} \left(1 + \frac{\Delta M_{\text{в}}}{M_{\text{в}}} \right); \quad (2.67)$$

5.2) расчет i -го приближения активного сопротивления эквивалентного демпферного контура в синхронном режиме $r_{D\text{с}(i)}$:

$$r_{D\text{с}(i)} = r_{D\text{с}(i-1)} \left(1 - 2,5 \frac{\Delta M_{\text{в}}}{M_{\text{в}}} \right); \quad (2.68)$$

5.3) расчет i -х приближений параметров схемы замещения в соответствии с вычислительными процедурами пп.3.3–3.18, 4.1–4.4 (по формулам (2.48)–(2.65));

6) установление значений параметров схемы замещения синхронного двигателя, полученных на последнем шаге итерационного расчета;

7) расчет сверхпереходной ЭДС $E''_{\text{СД}}$ синхронного двигателя (на основе предшествующего номинального режима):

7.1) расчет сверхпереходной ЭДС $E''_{\text{СД}}$ для синхронных двигателей, до короткого замыкания работавших с перевозбуждением:

$$E''_{\text{СД}} = \sqrt{(U_{|0|} + I_{|0|}x_d'' \sin \varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|}x_d'' \cos \varphi_{|0|})^2}, \quad (2.69)$$

где $U_{|0|}$ – фазное напряжение на выводах двигателя в момент, предшествующий КЗ;

$I_{|0|}$ – ток статора в момент, предшествующий КЗ;

$\varphi_{|0|}$ – угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий КЗ;

7.2) расчет сверхпереходной ЭДС $E''_{\text{СД}}$ для синхронных двигателей, до короткого замыкания работавших с недовозбуждением

$$E''_{\text{СД}} = \sqrt{(U_{|0|} - I_{|0|}x_d'' \sin \varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|}x_d'' \cos \varphi_{|0|})^2}. \quad (2.69')$$

2.2.2. Модель асинхронной машины

В асинхронных машинах переходные процессы возникают значительно чаще, чем в синхронных. Общей особенностью этих процессов является то, что токи и вращающий момент существенно отклоняются от величин (токов и вращающего момента), имеющих место при постоянной частоте вращения в установившемся режиме. Общеизвестно, асинхронная машина отличается от синхронной отсутствием обмотки возбуждения и полной симметрией ротора. В связи с этим, как отмечается в [71, 72], уравнения и схемы замещения асинхронной машины могут быть получены из уравнений и схем замещения синхронной машины с учетом этих особенностей.

При выводе дифференциальных уравнений асинхронной машины применяются следующие общепринятые допущения [19, 22, 107]:

- а) отсутствуют потери в стали (в связи с гистерезисом и вихревыми токами);
- б) не учитываются неравномерность воздушного зазора и неодинаковость магнитной проводимости;
- в) не учитываются высшие гармонические составляющие (т. е. распределение магнитного поля в воздушном зазоре считается синусоидальным);
- г) статор и ротор имеют трехфазные обмотки, а обмотка ротора считается приведенной к обмотке статора;
- д) соединение обмоток – «звезда–звезда» (при необходимости соединения обмотки статора или ротора в треугольник считается, что данные расчетов соответствуют фазным величинам (относятся к эквивалентной фазной обмотке при соединении в звезду) [85]).

Необходимо отметить, что система координат (d, q) , жестко связанная с ротором, не удобна для анализа переходных процессов в асинхронной машине [25-27]. В исследованиях отмечены два основных варианта записи этих уравнений: 1) в осях (d, q) , вращающихся вместе с ротором двигателя, 2) в осях (d, q) , вращающихся вместе с ротором генератора, от которого двигатель получает питание [25, 26].

Предлагается использование системы дифференциальных уравнений асинхронной машины в осях (d, q) , вращающихся вместе с ротором генератора, от которого двигатель получает питание [107]. Выбор второго варианта обусловлен необходимостью последующего объединение элементов электротехнического комплекса в единую электроэнергетическую систему. При этом асинхронный двигатель получает питание от узла электрической сети, который, в свою очередь, питается от генераторов системы. Таким образом, при использовании вращающихся осей (d, q) рационально привести все нагружочные элементы узла к осям питающего синхронного генератора.

Основным считается двигательный режим работы асинхронной машины [22, 107]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\Psi_d}{dt} = -\omega\Psi_q - r_a I_d + U_d, \\ \frac{d\Psi_q}{dt} = \omega\Psi_d - r_a I_q + U_q, \\ \frac{d\Psi_D}{dt} = -r_2 I_D - (\omega - \omega_{AD})\Psi_Q, \\ \frac{d\Psi_Q}{dt} = -r_2 I_Q + (\omega - \omega_{AD})\Psi_D, \\ \frac{d\omega_{AD}}{dt} = \frac{1}{T_j}(M_T - M), \\ M = \Psi_d I_q - \Psi_q I_d, \end{array} \right. \quad (2.70)$$

где Ψ_d, Ψ_q – потокосцепления статора по продольной и поперечной осям;
 ω – угловая скорость ротора синхронного генератора или синхронная скорость для узла, к которому подключен асинхронный двигатель;
 r_a – активное сопротивление обмотки статора;
 I_d, I_q – токи статора по продольной и поперечной осям;
 U_d, U_q – напряжения на обмотке статора по продольной и поперечной осям;
 Ψ_D, Ψ_Q – потокосцепления роторной обмотки по продольной и поперечной осям;
 r_2 – активное сопротивление обмотки ротора;
 I_D, I_Q – токи ротора по продольной и поперечной осям;
 ω_{AD} – угловая скорость асинхронного двигателя;
 T_j – постоянная, характеризующая механическую инерцию машины;
 M_T – момент нагрузки на валу двигателя;
 M – электромагнитный вращающий момент двигателя.

В системе уравнений (2.70) все переменные величины имеют те же знаки, что и в уравнении генератора (2.8), поэтому момент нагрузки M_T нужно задавать со знаком «–».

При отсутствии насыщения соотношение между токами и потокосцеплениями запишется следующим образом:

$$\begin{pmatrix} \Psi_d \\ \Psi_q \\ \Psi_D \\ \Psi_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_1 & 0 & x_\mu & 0 \\ 0 & x_1 & 0 & x_\mu \\ x_\mu & 0 & x_2 & 0 \\ 0 & x_\mu & 0 & x_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix}, \quad (2.71)$$

где x_1 – индуктивное сопротивление обмотки статора, $x_1 = x_\mu + x_{\sigma 1}$;
 x_2 – индуктивное сопротивление обмотки ротора, $x_2 = x_\mu + x_{\sigma 2}$;
 x_μ – индуктивное сопротивление намагничивания;
 $x_{\sigma 1}$ – индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора;
 $x_{\sigma 2}$ – индуктивное сопротивление рассеяния обмотки ротора.

Приведем математическое описание асинхронной машины к виду (2.1) [107]:

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \mathbf{L}_{AM}^* \times \begin{pmatrix} r_a & \omega x_1 - \omega_2 \frac{x_\mu^2}{x_2} & -r_2 \frac{x_\mu}{x_2} & (\omega - \omega_2)x_\mu \\ \omega_2 \frac{x_\mu^2}{x_2} - \omega x_1 & r_a & (\omega_2 - \omega)x_\mu & -r_2 \frac{x_\mu}{x_2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \\ U_D \\ U_Q \end{pmatrix}, \quad (2.72)$$

где $\mathbf{L}_{AM}^* = \left(\begin{pmatrix} x_1 & 0 \\ 0 & x_1 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_2 & 0 \\ 0 & x_2 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \right)^{-1}$,

$$\omega_2 = \omega - \omega_{AD}.$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \mathbf{L}_{AM}^* = \left(\begin{pmatrix} x_1 & 0 \\ 0 & x_1 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_2 & 0 \\ 0 & x_2 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \right)^{-1}, \quad (2.73)$$

$$\mathbf{B} = \mathbf{A} \times \begin{pmatrix} r_a & \omega x_1 - \omega_2 \frac{x_\mu^2}{x_2} & -r_2 \frac{x_\mu}{x_2} & (\omega - \omega_2)x_\mu \\ \omega_2 \frac{x_\mu^2}{x_2} - \omega x_1 & r_a & (\omega_2 - \omega)x_\mu & -r_2 \frac{x_\mu}{x_2} \end{pmatrix}, \quad (2.74)$$

$$\mathbf{H} = \mathbf{0}. \quad (2.75)$$

Расчет параметров схем замещения асинхронных машин реализован в виде

отдельного модуля программного комплекса [203, 205].

Расчет параметров схемы замещения асинхронного двигателя

Двухконтурная схема замещения асинхронного двигателя представлена на рисунке 2.4 [71].

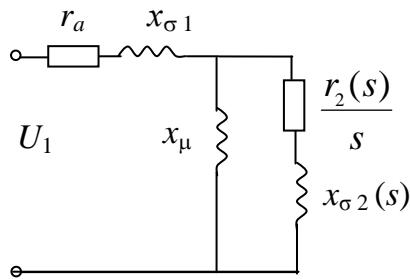


Рисунок 2.4 – Двухконтурная схема замещения асинхронного двигателя

В литературе [71, 72, 170, 171, 208, 209] отмечается, что по каталожным данным не представляется возможным определить индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора $x_{\sigma 1}$, а имеющиеся рекомендации разноречивы и недостаточно обоснованы. Преимущественным видится подход, ориентированный на получение параметров схемы замещения асинхронных двигателей на испытательном стенде по безнагрузочной методике. В работах [4, 128] рассматриваются структурная схема испытательного стенда на базе мобильного программно-аппаратного комплекса, методика и программа проведения испытаний асинхронных двигателей. Разработана база данных «*Energy Data Ware*», содержащая сведения о параметрах электротехнического оборудования, используемых на отраслевых региональных предприятиях [193, 197].

Для случая, когда параметры двигателя отсутствуют в базе данных «*Energy Data Ware*», а также нет возможности экспериментально получить параметры схемы замещения, разработана модифицированная методика расчета параметров схемы замещения асинхронного двигателя. Отличие от известных [170, 171, 208, 209] способов представления нелинейных зависимостей активного сопротивления

$\frac{r_2(s)}{s}$ и индуктивного сопротивления рассеяния $x_{\sigma 2}(s)$ сопротивлений роторной

обмотки заключается в представлении роторной обмотки в виде двух параллельно включенных контуров с постоянными активными r_{21} , r_{22} и индуктивными x_{21} , x_{22} сопротивлениями (рисунок 2.5).

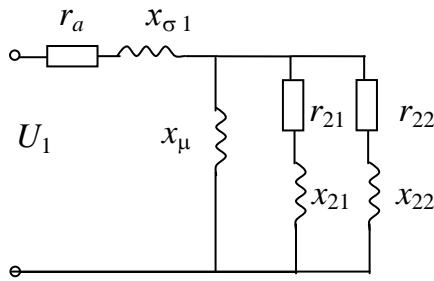


Рисунок 2.5 – Эквивалентная схема замещения асинхронного двигателя

Расчет параметров схемы замещения асинхронного двигателя с помощью ЭВМ осуществляется выполнением следующих вычислительных процедур [203, 205]:

- 1) введение оператором каталожных данных асинхронной машины:

$I_{* \text{ п}}$ – кратность пускового тока по отношению к номинальному току (при скольжении $s=1$); $b_{\text{ном}}$ – кратность максимального момента по отношению к номинальному моменту; $M_{* \text{ п}}$ – кратность пускового момента по отношению к номинальному моменту; $P_{\text{ном}}$ – номинальное значение активной мощности; $U_{\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения; $I_{\text{ном}}$ – номинальное значение тока статора; $\cos \varphi_{\text{ном}}$ – номинальное значение коэффициента мощности; $\eta_{\text{ном}}$ – номинальное значение КПД; $s_{\text{ном}}$ – номинальное значение скольжения; r_a – активное сопротивление статора (опционально);

- 2) установление активного сопротивления статора (в случае, если не было введено оператором) r_a :

$$r_a := s_{\text{ном}}; \quad (2.76)$$

- 3) расчет номинального значения $\sin \varphi_{\text{ном}}$:

$$\sin \varphi_{\text{ном}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{ном}}} ; \quad (2.77)$$

4) расчет базисного сопротивления асинхронного двигателя $Z_{\text{баз}}$:

$$Z_{\text{баз}} = \frac{U_{\text{ном}}^2 \cos \varphi_{\text{ном}}}{P_{\text{ном}}} ; \quad (2.78)$$

5) установление начального значения коэффициента распределения входного индуктивного сопротивления между статором и ротором f_{sr} (любое положительное число, большее единицы):

$$f_{sr} := 2; \quad (2.79)$$

6) расчет скорректированных значений параметров схемы замещения асинхронного двигателя, при которых ток статора и вращающий момент равны номинальным значениям:

6.1) расчет скорректированного номинального значения КПД $\eta'_{\text{ном}}$:

$$\eta'_{\text{ном}} = 1 - r_a - \eta_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}} \frac{s_{\text{ном}}}{1 - s_{\text{ном}}} ; \quad (2.80)$$

6.2) расчет скорректированного номинального значения коэффициента мощности $\cos \varphi'_{\text{ном}}$:

$$\cos \varphi'_{\text{ном}} = \cos \varphi_{\text{ном}} \frac{\eta_{\text{ном}}}{\eta'_{\text{ном}}} ; \quad (2.81)$$

6.3) расчет скорректированного номинального значения $\sin \varphi'_{\text{ном}}$:

$$\sin \varphi'_{\text{ном}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi'_{\text{ном}}} ; \quad (2.82)$$

7) итерационный расчет параметров схемы замещения асинхронного двигателя:

7.1) установление коэффициента распределения входного индуктивного сопротивления между статором и ротором f_{sr} :

$$f_{sr} := f_{sr} + \Delta f_{sr} , \quad (2.83)$$

где $\Delta f_{sr} := 0,1 f_{sr}$ – начальный шаг при использовании метода Ньютона;

7.2) расчет индуктивного сопротивления рассеяния обмотки статора $x_{\sigma 1}$:

$$x_{\sigma 1} = \frac{1}{f_{sr} I_{* \text{п}}} ; \quad (2.84)$$

7.3) установление скорректированного значения кратности пускового момента M'_{π} :

$$M'_{\pi} := 1,01 M_{\pi}; \quad (2.85)$$

7.4) установление скорректированного значения кратности пускового тока I'_{π} :

$$I'_{\pi} := 0,99 I_{\pi}; \quad (2.86)$$

7.5) расчет приближенного значения индуктивного сопротивления намагничивания x_{μ} :

$$x_{\mu} = \frac{1}{\sin \varphi'_{\text{ном}} - \cos \varphi'_{\text{ном}} \left(b_{\text{ном}} - \sqrt{b_{\text{ном}}^2 - 1} \right)} - x_{\sigma 1}; \quad (2.87)$$

7.6) расчет параметров схемы замещения в номинальном режиме (при номинальном значении скольжения $s_{\text{ном}}$):

7.6.1) установление входного активного сопротивления в номинальном режиме $r_{\text{вх ном}}$:

$$r_{\text{вх ном}} := \cos \varphi'_{\text{ном}}; \quad (2.88)$$

7.6.2) установление входного индуктивного сопротивления в номинальном режиме $x_{\text{вх ном}}$:

$$x_{\text{вх ном}} := \sin \varphi'_{\text{ном}}; \quad (2.89)$$

7.6.3) расчет роторного коэффициента $q_{2 \text{ ном}}$ в номинальном режиме:

$$q_{2 \text{ ном}} = \frac{r_{\text{вх ном}} - r_a}{(r_{\text{вх ном}} - r_a)^2 + (x_{\text{вх ном}} - x_{\sigma 1})^2}; \quad (2.90)$$

7.6.4) расчет роторного коэффициента $v_{2 \text{ ном}}$ в номинальном режиме:

$$v_{2 \text{ ном}} = \frac{x_{\text{вх ном}} - x_{\sigma 1}}{(r_{\text{вх ном}} - r_a)^2 + (x_{\text{вх ном}} - x_{\sigma 1})^2} - \frac{1}{x_{\mu(i)}}; \quad (2.91)$$

7.7) расчет параметров схемы замещения в пусковом режиме (при значении скольжения $s = 1$):

7.7.1) расчет входного активного сопротивления в пусковом режиме $r_{\text{вх п.}}$:

$$r_{\text{bx}\pi} = r_a + \frac{M' \cos \varphi'_{\text{hom}} \eta'_{\text{hom}}}{I'^2_{\pi} (1 - s_{\text{hom}})}; \quad (2.92)$$

7.7.2) расчет входного индуктивного сопротивления в пусковом режиме

$x_{\text{bx}\pi}$:

$$x_{\text{bx}\pi} = \sqrt{\frac{1}{I'^2_{\pi}} - r_{\text{bx}\pi}^2}; \quad (2.93)$$

7.7.3) расчет роторного коэффициента $q_{2\pi}$ в пусковом режиме:

$$q_{2\pi} = \frac{r_{\text{bx}\pi} - r_a}{(r_{\text{bx}\pi} - r_a)^2 + (x_{\text{bx}\pi} - x_{\sigma 1})^2}; \quad (2.94)$$

7.7.4) расчет роторного коэффициента $v_{2\pi}$ в пусковом режиме:

$$v_{2\pi} = \frac{x_{\text{bx}\pi} - x_{\sigma 1}}{(r_{\text{bx}\pi} - r_a)^2 + (x_{\text{bx}\pi} - x_{\sigma 1})^2 - \frac{1}{x_{\mu}}}; \quad (2.95)$$

7.8) расчет параметров первого контура ротора:

7.8.1) расчет значения активного сопротивления первого контура ротора r_{21} :

$$r_{21} = s_{\text{hom}} \frac{q_{2\text{hom}}}{q_{2\text{hom}}^2 + v_{2\text{hom}}^2}; \quad (2.96)$$

7.8.2) расчет значения индуктивного сопротивления первого контура ротора

x_{21} :

$$x_{21} = \frac{v_{2\text{hom}}}{q_{2\text{hom}}^2 + v_{2\text{hom}}^2}; \quad (2.97)$$

7.9) расчет параметров второго контура ротора:

7.9.1) расчет роторного коэффициента q_{22} второго контура ротора:

$$q_{22} = q_{2\pi} - \frac{r_{21}}{r_{21}^2 + x_{21}^2}; \quad (2.98)$$

7.9.2) расчет роторного коэффициента v_{22} второго контура ротора:

$$v_{22} = v_{2\pi} - \frac{x_{21}}{r_{21}^2 + x_{21}^2}; \quad (2.99)$$

7.9.3) расчет значения активного сопротивления второго контура ротора r_{22} :

$$r_{22} = \frac{q_{22}}{q_{22}^2 + v_{22}^2}; \quad (2.100)$$

7.9.4) расчет значения индуктивного сопротивления второго контура ротора

x_{22} :

$$x_{22} = \frac{v_{22}}{q_{22}^2 + v_{22}^2}; \quad (2.101)$$

7.10) расчет параметров схемы замещения при максимальном моменте (при значении скольжения s_{kp}):

7.10.1) расчет критического скольжения s_{kp} :

$$s_{kp} = s_{hom} \left(b_{hom} + \sqrt{b_{hom}^2 - 1} \right); \quad (2.102)$$

7.10.2) расчет результирующего роторного коэффициента q_{2s} :

$$q_{2s} = \frac{\frac{r_{21}}{s_{kp}}}{\left(\frac{r_{21}}{s_{kp}} \right)^2 + x_{21}^2} + \frac{\frac{r_{22}}{s_{kp}}}{\left(\frac{r_{22}}{s_{kp}} \right)^2 + x_{22}^2}; \quad (2.103)$$

7.10.3) расчет результирующего роторного коэффициента v_{2s} :

$$v_{2s} = \frac{x_{21}}{\left(\frac{r_{21}}{s_{kp}} \right)^2 + x_{21}^2} + \frac{x_{22}}{\left(\frac{r_{22}}{s_{kp}} \right)^2 + x_{22}^2}; \quad (2.104)$$

7.10.4) расчет входного активного сопротивления при максимальном моменте $r_{bx,s}$:

$$r_{bx,s} = r_a + \frac{q_{2s}}{q_{2s}^2 + v_{2s}^2}; \quad (2.105)$$

7.10.5) расчет входного индуктивного сопротивления при максимальном моменте $x_{bx,s}$:

$$x_{bx,s} = x_{\sigma 1} + \frac{v_{2s}}{q_{2s}^2 + v_{2s}^2}; \quad (2.106)$$

7.11) расчет скорректированного значения кратности максимального момента по отношению к номинальному моменту b'_{hom} :

$$b'_{\text{ном}} = \frac{(r_{\text{bx},s} - r_a) \cdot (1 - s_{\text{ном}})}{(r_{\text{bx},s}^2 + x_{\text{bx},s}^2) \cdot \eta'_{\text{ном}} \cdot \cos \phi'_{\text{ном}}}; \quad (2.107)$$

8) итерационный расчет i -х значений параметров схемы замещения асинхронного двигателя в соответствии с вычислительными процедурами п.7 (по формулам (2.83)–(2.107)) до выполнения условия:

$$\left| b'_{\text{ном}(i)} - b_{\text{ном}} \right| < \varepsilon, \quad (2.108)$$

где ε – заданная точность расчетов (принимается, что $\varepsilon = 0,00000001$ [203, 205]):

9) установление значений параметров схемы замещения асинхронного двигателя в номинальном режиме, пусковом режиме и при максимальном моменте (полученных на последнем шаге итерационного расчета) (запись происходит в матрично-табличной форме);

10) перевод значений активных и индуктивных сопротивлений, установленных в п.9, в именованные единицы по формуле вида

$$\mathbf{Z} = Z_{\text{баз}} \cdot \mathbf{z}, \quad (2.109)$$

где \mathbf{Z} – искомые значения сопротивлений в именованных единицах;

\mathbf{z} – сохраненные значения сопротивлений в относительных единицах;

11) расчет параметров сверхпереходного режима (на основе предшествующего номинального режима):

11.1) расчет сверхпереходного индуктивного сопротивления $x''_{\text{АД}}$

асинхронного двигателя:

$$x''_{\text{АД}} = \frac{U_{\text{ном}}^2 \cdot \eta_{\text{ном}} \cdot \cos \phi_{\text{ном}}}{I_{\text{н}} \cdot P_{\text{ном}}}, \quad (2.110)$$

11.2) расчет сверхпереходной ЭДС $E''_{\text{АД}}$ асинхронного двигателя:

$$E''_{\text{АД}} = \sqrt{(U_{|0|} - I_{|0|} x''_{\text{АД}} \sin \phi_{|0|})^2 + (I_{|0|} x''_{\text{АД}} \cos \phi_{|0|})^2}, \quad (2.111)$$

где $U_{|0|}$ – фазное напряжение на выводах двигателя в момент, предшествующий КЗ;

$I_{|0|}$ – ток статора в момент, предшествующий КЗ;

$\phi_{|0|}$ – угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий КЗ.

2.2.3. Модель линии электропередачи

Линия электропередачи (ЛЭП) соединяет между собой два узла системы электроснабжения. Модель ЛЭП обеспечивает моделирование потерь мощности в линиях электропередачи, а также перетоков мощности в ЭЭС.

В данной работе с целью унификации математического описания кабельных и воздушных линий электропередачи введены следующие упрощения [82, 95, 96]:

- а) линии транспонированы, т. е. реактивные параметры отдельных фаз одинаковы;
- б) не учитывается взаимное влияние соседних цепей воздушных линий;
- в) не учитывается влияние на параметры кабельных линий таких факторов, как поверхностный эффект, эффект близости, способ соединения оболочек и т. п.;
- г) не учитывается влияние поперечных активных и емкостных проводимостей.

Система дифференциальных уравнений ЛЭП при отсутствии нулевой составляющей в системе координат (d, q) имеет вид [107]:

$$\begin{cases} U_{di} = U_{d_j} \cos \delta_{ij} - U_{q_j} \sin \delta_{ij} - r_{\text{л}} I_d - x_{\text{л}} \frac{dI_d}{dt} + \omega x_{\text{л}} I_q, \\ U_{qi} = U_{d_j} \sin \delta_{ij} + U_{q_j} \cos \delta_{ij} - r_{\text{л}} I_q - x_{\text{л}} \frac{dI_q}{dt} - \omega x_{\text{л}} I_d, \end{cases} \quad (2.112)$$

где i, j – индексы i -го и j -го узлов системы электроснабжения;

U_{di}, U_{qi} – напряжения i -го узла по продольной и поперечной осям;

U_{d_j}, U_{q_j} – напряжения j -го узла по продольной и поперечной осям;

δ_{ij} – угол сдвига координат Парка–Горева i -го узла по отношению к j -му узлу системы электроснабжения;

$r_{\text{л}}$ – активное сопротивление линии электропередачи;

$x_{\text{л}}$ – индуктивное сопротивление линии электропередачи;

I_d, I_q – токи линии электропередачи по продольной и поперечной осям;

ω – угловая скорость вращения осей (d, q) для узла i .

Приведем математическое описание линии электропередачи к виду (2.1) [107]:

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_{\text{Л}}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_{\text{Л}}} \end{pmatrix} \times \left(\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{d,j} \\ U_{q,j} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{d,i} \\ U_{q,i} \end{pmatrix} \right) - \\ - \begin{pmatrix} \frac{1}{x_{\text{Л}}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_{\text{Л}}} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} r_{\text{Л}} & -\omega x_{\text{Л}} \\ \omega x_{\text{Л}} & r_{\text{Л}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix}. \quad (2.113)$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_{\text{Л}}} & 0 \\ x_{\text{Л}} & \frac{1}{x_{\text{Л}}} \\ 0 & \frac{1}{x_{\text{Л}}} \end{pmatrix}, \quad (2.114)$$

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} \frac{r_{\text{Л}}}{x_{\text{Л}}} & -\omega \\ x_{\text{Л}} & \frac{r_{\text{Л}}}{x_{\text{Л}}} \\ \omega & \frac{r_{\text{Л}}}{x_{\text{Л}}} \end{pmatrix}, \quad (2.115)$$

$$\mathbf{H} = \mathbf{0}. \quad (2.116)$$

Напряжения \mathbf{U}_{ij} между i -м и j -м узлами линии электропередачи при этом определяются как

$$\mathbf{U}_{ij} = \begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{d,j} \\ U_{q,j} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{d,i} \\ U_{q,i} \end{pmatrix}. \quad (2.117)$$

Расчет параметров схем замещения воздушных и кабельных линий электропередачи реализован в виде отдельного модуля программного комплекса [203, 205].

Расчет параметров схемы замещения линии электропередачи

Параметры схемы замещения ЛЭП определяются её длиной, удельными (на 1 км) значениями активного и индуктивного сопротивлений, активной и ёмкостной проводимостей [82, 239].

Расчет параметров схемы замещения ЛЭП осуществляется в блоке преобразования каталожных данных в параметры схемы замещения выполнением следующих вычислительных процедур [203, 205]:

- 1) введение оператором каталожных данных ЛЭП:

l – длина ЛЭП, $n_{\text{ц}}$ – число параллельных цепей (ниток), r_0 – удельное активное сопротивление ЛЭП (опционально), x_0 – удельное индуктивное сопротивление ЛЭП (опционально), тип провода (медь, алюминий, сталь-алюминий), S – сечение провода (жилы кабеля) (опционально), $U_{\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения;

- 2) загрузка справочных данных удельных активного и индуктивного сопротивлений ЛЭП (опционально);

- 3) расчет удельного активного сопротивления ЛЭП (в случае отсутствия справочных данных) r_0 :

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma S}, \quad (2.118)$$

где γ – удельная проводимость проводов, $\frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$; $\gamma = 53 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$ – для медных проводов; $\gamma = 32 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$ – для алюминиевых и сталя-алюминиевых проводов;

- 4) установление удельного индуктивного сопротивления кабельной ЛЭП (в случае отсутствия справочных данных) x_0 [82]:

$$x_0 := 0,12 \text{ Ом/км для КЛ до } 35 \text{ кВ}, \quad (2.119)$$

$$x_0 := 0,08 \text{ Ом/км для КЛ от } 6 \text{ до } 10 \text{ кВ}, \quad (2.119')$$

$$x_0 := 0,07 \text{ Ом/км для КЛ до } 1 \text{ кВ}; \quad (2.119'')$$

- 5) расчет активного сопротивления линии электропередачи $r_{\text{Л}}$:

$$r_{\text{Л}} = \frac{r_0 l}{n_{\text{ц}}}; \quad (2.120)$$

- 6) расчет индуктивного сопротивления линии электропередачи $x_{\text{Л}}$:

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_0 l}{n_{\text{ц}}}. \quad (2.121)$$

2.2.4. Модель трансформатора

Модель двухобмоточного трансформатора

В общем случае схема замещения трансформатора для одной фазы подобна схеме замещения заторможенного асинхронного двигателя, т. е. представляет собой Т-образную схему замещения [22]. В большинстве рабочих режимов трансформаторов токи обмоток во много раз превышают ток намагничивания, который мало отличается от тока холостого хода [95]. В таких режимах возможно пренебрежение током намагничивания. При этом допущении магнитодвижущая сила отсутствует, но магнитный поток в магнитопроводе существует. Если сопротивление ветви намагничивания принять равным бесконечности ($x_{\mu}=\infty$), то трансформатор может быть представлен активным r_T и индуктивным x_T сопротивлениями в виде двухполюсника.

Модель трансформатора аналогична модели линии связи, отличие заключается в необходимости приведения параметров вторичной цепи к первичной. В нижеприведенных выражениях предполагается, что приведение уже осуществлено.

При выводе дифференциальных уравнений трансформатора применяются следующие общепринятые допущения [22, 107]:

- а) в изоляции отсутствуют электрические поля, токи смещения, токи утечки;
- б) вытеснение магнитного поля из деталей конструкции трансформатора постоянно и не зависит от силы тока, напряжения, скорости их изменений и других факторов;
- в) схема и внутреннее устройство трансформатора не изменяются.

Система дифференциальных уравнений трансформатора в системе координат (d, q) при отсутствии нулевой составляющей имеет следующий вид [107]:

$$\begin{cases} U_{di} = U_{dj} \cos \delta_{ij} - U_{qj} \sin \delta_{ij} - r_T I_d - x_T \frac{dI_d}{dt} + \omega x_T I_q, \\ U_{qi} = U_{dj} \sin \delta_{ij} + U_{qj} \cos \delta_{ij} - r_T I_q - x_T \frac{dI_q}{dt} - \omega x_T I_d, \end{cases} \quad (2.122)$$

где i, j – индексы i -го и j -го узлов системы электроснабжения;
 U_{di}, U_{qi} – напряжения i -го узла по продольной и поперечной осям;
 U_{dj}, U_{qj} – напряжения j -го узла по продольной и поперечной осям;
 δ_{ij} – угол сдвига координат Парка–Горева i -го узла по отношению к j -му узлу системы электроснабжения;
 I_d, I_q – токи трансформатора по продольной и поперечной осям;
 ω – угловая скорость вращения осей (d, q) для узла i ;
 r_T – активное сопротивление короткого замыкания трансформатора,
 $r_T = r_1 + r'_2$; r_1 – активное сопротивление первичной обмотки; r'_2 – приведенное активное сопротивление вторичной обмотки;
 x_T – индуктивное сопротивление короткого замыкания трансформатора,
 $x_T = x_1 + x'_2$; x_1 – индуктивное сопротивление первичной обмотки; x'_2 – приведенное индуктивное сопротивление вторичной обмотки.

Приведем математическое описание трансформатора к виду (2.1) [107]:

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_T} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_T} \end{pmatrix} \times \left(\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix} \right) - \begin{pmatrix} \frac{1}{x_T} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_T} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} r_T & -\omega x_T \\ \omega x_T & r_T \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix}. \quad (2.123)$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_T} & 0 \\ x_T & \frac{1}{x_T} \\ 0 & \frac{1}{x_T} \end{pmatrix}, \quad (2.124)$$

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} \frac{r_T}{x_T} & -\omega \\ \omega & \frac{r_T}{x_T} \end{pmatrix}, \quad (2.125)$$

$$\mathbf{H} = \mathbf{0}. \quad (2.126)$$

Напряжения \mathbf{U}_{ij} между i -м и j -м узлами, соединенными трансформатором, при этом определяются как

$$\mathbf{U}_{ij} = \begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{d,j} \\ U_{q,j} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{d,i} \\ U_{q,i} \end{pmatrix}. \quad (2.127)$$

Расчет параметров схемы замещения двухобмоточного трансформатора реализован в виде отдельного модуля программного комплекса [203, 205].

Расчет параметров схемы замещения двухобмоточного трансформатора

Расчет параметров схемы замещения двухобмоточного трансформатора с учетом приведения к базовому уровню напряжения осуществляется выполнением следующих вычислительных процедур [203, 205]:

1) введение оператором каталожных данных трансформатора:

$U_{\text{в ном}}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ; ΔP_k – паспортное значение потерь короткого замыкания, кВт; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА; u_k – паспортная величина напряжения короткого замыкания, %;

2) расчет активного сопротивления короткого замыкания трансформатора r_T :

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}; \quad (2.128)$$

3) расчет индуктивного сопротивления короткого замыкания трансформатора x_T :

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_k U_{\text{в ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}} \right)^2 - r_T^2}. \quad (2.129)$$

Модель трехобмоточного трансформатора

Трехобмоточный трансформатор представляется в виде подсистемы, состоящей из двух последовательно соединённых двухобмоточных

трансформаторов и трансформатора с единичным коэффициентом трансформации (рисунок 2.6).

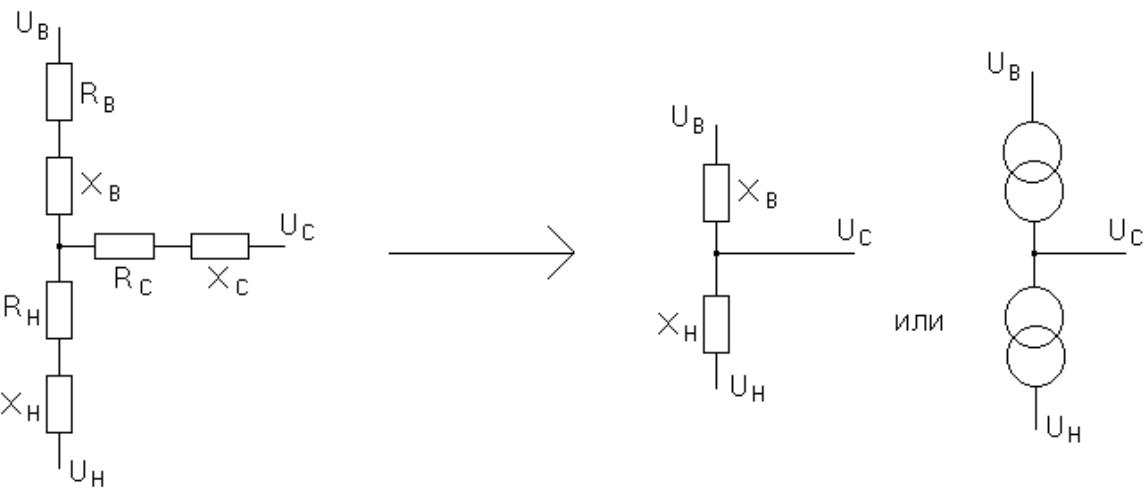


Рисунок 2.6 – Схема замещения трёхфазного трансформатора в виде двух последовательно соединённых трансформаторов и трансформатора с единичным коэффициентом трансформации

Расчет параметров схемы замещения трехобмоточного трансформатора

Расчет параметров схемы замещения трехобмоточного трансформатора с учетом приведения к базовому уровню напряжения осуществляется выполнением следующих вычислительных процедур [203, 205]:

- 1) введение оператором каталожных данных трансформатора:

$U_{B\text{ nom}}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ; $U_{C\text{ nom}}$ – номинальное напряжение обмотки среднего напряжения трансформатора, кВ; $U_{H\text{ nom}}$ – номинальное напряжение обмотки низкого напряжения трансформатора, кВ; ΔP_{kV-C} – паспортное значение потерь короткого замыкания между обмотками высокого и среднего напряжения, кВт; ΔP_{kV-H} – паспортное значение потерь короткого замыкания между обмотками высокого и низкого напряжения, кВт; ΔP_{kC-H} – паспортное значение потерь короткого замыкания между обмотками среднего и низкого напряжения, кВт; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА; u_{kV-C} – паспортная величина напряжения короткого замыкания между обмотками высокого и среднего напряжения, %; u_{kV-H} – паспортная величина напряжения короткого замыкания

между обмотками высокого и низкого напряжения, %; $u_{\text{кС-Н}}$ – паспортная величина напряжения короткого замыкания между обмотками среднего и низкого напряжения;

2) расчет напряжения короткого замыкания на стороне высокого напряжения $u_{\text{кВ}}$:

$$u_{\text{кВ}} = \frac{1}{2}(u_{\text{кВ-С}} + u_{\text{кВ-Н}} - u_{\text{кС-Н}}); \quad (2.130)$$

3) расчет напряжения короткого замыкания на стороне среднего напряжения $u_{\text{кС}}$:

$$u_{\text{кС}} = \frac{1}{2}(u_{\text{кВ-С}} + u_{\text{кС-Н}} - u_{\text{кВ-Н}}); \quad (2.131)$$

4) расчет напряжения короткого замыкания на стороне низкого напряжения $u_{\text{кН}}$:

$$u_{\text{кН}} = \frac{1}{2}(u_{\text{кВ-Н}} + u_{\text{кС-Н}} - u_{\text{кВ-С}}); \quad (2.132)$$

5) расчет активного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне высокого напряжения $r_{\text{В}}$:

$$r_{\text{В}} = \frac{\Delta P_{\text{кВ-Н}} \cdot U_{\text{В Ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}; \quad (2.133)$$

6) расчет индуктивного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне высокого напряжения $x_{\text{В}}$:

$$x_{\text{В}} = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{кВ}} U_{\text{В Ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}} \right)^2 - r_{\text{В}}^2}; \quad (2.134)$$

7) расчет активного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне среднего напряжения $r_{\text{С}}$:

$$r_{\text{С}} = \frac{\Delta P_{\text{кС-Н}} \cdot U_{\text{С Ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}; \quad (2.135)$$

8) расчет индуктивного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне среднего напряжения $x_{\text{С}}$:

$$x_c = \sqrt{\left(\frac{u_{kc} U_{c_{hom}}^2}{100 S_{hom}} \right)^2 - r_c^2}; \quad (2.136)$$

9) расчет активного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне низкого напряжения r_h :

$$r_h = \frac{\Delta P_{kB-H} \cdot U_{H_{hom}}^2}{S_{hom}^2}; \quad (2.137)$$

10) расчет индуктивного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне низкого напряжения x_h :

$$x_h = \sqrt{\left(\frac{u_{kh} U_{H_{hom}}^2}{100 S_{hom}} \right)^2 - r_h^2}. \quad (2.138)$$

2.2.5. Модель статической нагрузки

При построении модели электроэнергетической системы отраслевых предприятий остро стоит вопрос об учёте статических приёмников электрической энергии (например, осветительной нагрузки и т. п.), положение осложняется тем, что таких приёмников в системе большое количество. Если производить учёт каждого такого приёмника, что не всегда возможно, то размерность задачи резко возрастает и, следовательно, ведёт к усложнению и даже практической невыполнимости вычислительных процедур моделирования.

Решить данную проблему предлагается введением некоторого элемента (эквивалента), с помощью которого, задаваясь величинами активной r_h и индуктивной x_h составляющих схемы замещения, было бы возможно учесть группы таких электроприёмников, не имея паспортных данных на каждый из них. Причем нагрузка может быть как линейной, так и нелинейной. В случае изолированной нейтрали нулевая составляющая переменных не учитывается.

Система дифференциальных уравнений статической нагрузки в системе координат (d, q) при отсутствии нулевой составляющей имеет следующий вид [107]:

$$\begin{cases} U_d = r_h I_d + \omega x_h I_q + x_h \frac{dI_d}{dt}, \\ U_q = r_h I_q - \omega x_h I_d + x_h \frac{dI_q}{dt}, \end{cases} \quad (2.139)$$

где U_d , U_q – напряжения по продольной и поперечной осям того узла, к которому подключена нагрузка;

r_h , x_h – эквивалентные активное и индуктивное сопротивления нагрузки;

I_d , I_q – токи нагрузки по продольной и поперечной осям;

ω – угловая частота генератора, от которого нагрузка получает питание.

Приведем математическое описание статической нагрузки к виду (2.1) [107]:

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_h} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_h} \end{pmatrix} \times \left(\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} r_h & -\omega x_h \\ \omega x_h & r_h \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \right). \quad (2.140)$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_h} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_h} \end{pmatrix}, \quad (2.141)$$

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} \frac{r_h}{x_h} & -\omega \\ \omega & \frac{r_h}{x_h} \end{pmatrix}, \quad (2.142)$$

$$\mathbf{H} = \mathbf{0}. \quad (2.143)$$

2.2.6. Модель сети переменного тока

На отраслевых предприятиях бывают случаи, когда необходимо воспроизвести режимы работы, при которых объекты малой генерации (например, газотурбинные электростанции) связаны посредством сильных или слабых связей с мощной ЭЭС. Эти режимы имеют свою особую специфику, и в этих режимах

свойства ГТЭС отличаются от свойств работы в автономном режиме [107].

Система дифференциальных уравнений сети переменного тока в системе координат (d, q) при отсутствии нулевой составляющей имеет следующий вид [107]:

$$\begin{cases} U_d = E_d - \omega x_c I_q - x_c \frac{dI_d}{dt}, \\ U_q = E_q + \omega x_c I_d - x_c \frac{dI_q}{dt}, \end{cases} \quad (2.144)$$

где U_d, U_q – напряжения по продольной и поперечной осям того узла, к которому подключена мощная сеть;

E_d, E_q – ЭДС сети по продольной и поперечной осям, имитирующей шины бесконечной мощности;

ω – угловая частота сети;

x_c – индуктивное сопротивление сети до шин бесконечной мощности;

I_d, I_q – токи сети по продольной и поперечной осям.

Приведем математическое описание сети переменного тока к виду (2.1) [107]:

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_c} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_c} \end{pmatrix} \times \left(\begin{pmatrix} E_d - U_d \\ E_q - U_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 & -\omega x_c \\ \omega x_c & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \right). \quad (2.145)$$

После преобразований получим

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \frac{1}{x_c} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_c} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} -\frac{E_d}{x_c} \\ -\frac{E_q}{x_c} \end{pmatrix}. \quad (2.146)$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_c} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_c} \end{pmatrix}, \quad (2.147)$$

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{pmatrix}, \quad (2.148)$$

$$\mathbf{H} = \begin{pmatrix} -\frac{E_d}{x_c} \\ \frac{x_c}{E_q} \\ -\frac{E_q}{x_c} \end{pmatrix}. \quad (2.149)$$

2.3. Моделирование стационарных и квазистационарных режимов электроэнергетических систем предприятий

Расчеты стационарных и квазистационарных режимов ЭЭС предприятий минерально-сырьевой отрасли имеют как самостоятельное значение, так и являются составной частью более сложных видов расчетов, таких как оптимизация нормальных режимов, анализ устойчивости, оценка надежности и т. д. [3, 21, 92].

В таблице 2.1 показана взаимосвязь отдельных составляющих процесса решения этой задачи по входной и выходной информации [29, 123].

Таблица 2.1 – Входная и выходная информация, используемая в процессе решения задачи расчета стационарного (квазистационарного) режима ЭЭС предприятий минерально-сырьевой отрасли

Задача	Входная информация	Выходная информация
1	2	3
Формирование расчетной схемы ЭЭС	Паспортные данные оборудования Конфигурация ЭЭС, топология сети Внешние условия	Расчетная схема ЭЭС
Формирование характерных расчетных режимов ЭЭС	Расчетная схема ЭЭС Результаты планирования энергетических режимов Прогнозные нагрузки узлов	Характерные расчетные режимы ЭЭС

Окончание таблицы 2.1

1	2	3
Формирование режимных ограничений для расчетных режимов ЭЭС	Паспортные данные оборудования Расчетная схема ЭЭС	Режимные ограничения для расчетных режимов
Расчет стационарного (квазистационарного) режима для сформированных характерных режимов ЭЭС	Расчетная схема ЭЭС Характерные расчетные режимы Режимные ограничения	Параметры системы для характерных расчетных режимов
Анализ результатов расчета стационарных (квазистационарных) режимов ЭЭС	Параметры системы для характерных расчетных режимов	Оценка допустимости характерных расчетных режимов ЭЭС Результаты проверки ЭО на электродинамическую и термическую стойкость Параметры противоаварийной автоматики

Формирование уравнений структурных элементов ЭТК в стационарных и квазистационарных режимах ЭЭС предприятия осуществляется на основе линеаризации исходных уравнений элементов вида (2.1) (при отсутствии источников тока) [107, 124]:

Синхронный генератор.

Переход к линеаризации исходных уравнений синхронного генератора (2.8) осуществляется при $d/dt = 0$ (и полагая, что в установившемся режиме токи демпферных контуров равны нулю):

$$\begin{cases} -\Psi_q \omega - I_d r_a - U_d = 0, \\ \Psi_d \omega - I_q r_a - U_q = 0, \\ U_f = I_f r_f. \end{cases} \quad (2.150)$$

Выражая потокосцепления через токи, преобразуем это уравнение к матричному виду:

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} r_a & \omega x_d \\ -\omega x_q & r_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ \omega \frac{x_{ad}}{r_f} \end{pmatrix} U_f \quad (2.151)$$

или

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} r_a & \omega x_d \\ -\omega x_q & r_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ E_q \end{pmatrix}, \quad (2.152)$$

где E_q – эквивалентная ЭДС синхронного генератора по поперечной оси, или, вводя новые обозначения матриц (в соответствии с (2.1)),

$$\mathbf{U} = -\mathbf{A}_{\text{CG}} \mathbf{I} + \mathbf{H}_{\text{CG}}. \quad (2.153)$$

Асинхронный двигатель.

Вывод статической модели асинхронного двигателя выполнен на основе системы дифференциальных уравнений (2.70) при $d/dt = 0$.

Уравнение статора:

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_a & 0 \\ 0 & r_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega \\ -\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Psi_d \\ \Psi_q \end{pmatrix}. \quad (2.154)$$

Уравнение ротора:

$$\begin{pmatrix} r_2 & 0 \\ 0 & r_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_D \\ I_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -s\omega \\ s\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Psi_D \\ \Psi_Q \end{pmatrix}. \quad (2.155)$$

Выражая потокосцепления через токи (на основе уравнений (2.71)), получаем уравнения статора:

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} r_a & 0 \\ 0 & r_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega \\ -\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 & 0 \\ 0 & x_1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega \\ -\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_Q \end{pmatrix} = \\ &= \begin{pmatrix} r_a & \omega x_1 \\ -\omega x_1 & r_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega x_\mu \\ -\omega x_\mu & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_Q \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (2.156)$$

и ротора:

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} r_2 & 0 \\ 0 & r_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_D \\ I_Q \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} 0 & -s\omega \\ s\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & -s\omega \\ s\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_2 & 0 \\ 0 & x_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_Q \end{pmatrix} = \\ &= \begin{pmatrix} 0 & -s\omega x_\mu \\ s\omega x_\mu & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & -s\omega x_2 \\ s\omega x_2 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_Q \end{pmatrix}. \end{aligned} \quad (2.157)$$

Произведя подстановку $\begin{pmatrix} I_d \\ I_Q \end{pmatrix}$ в уравнение (2.156), получим математическое описание асинхронного двигателя в линеаризованной форме:

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = \left[\begin{pmatrix} r_a & \omega x_1 \\ -\omega x_1 & r_a \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega x_\mu \\ -\omega x_\mu & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} r_2 & s\omega x_2 \\ -s\omega x_2 & r_2 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 0 & -s\omega x_\mu \\ s\omega x_\mu & 0 \end{pmatrix} \right] \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \quad (2.158)$$

или, вводя новые обозначения матриц,

$$\mathbf{U} = \mathbf{A}_{AD} \mathbf{I}. \quad (2.159)$$

Элементы матрицы \mathbf{A}_{AD} в выражении (2.159) могут быть рассчитаны аналитически, чтобы не обращать каждый раз матрицы при расчете:

$$\mathbf{A}_{AD} = \begin{pmatrix} a_1 & a_2 \\ a_3 & a_4 \end{pmatrix}, \quad (2.160)$$

$$\text{где } a_1 = r_a r_2^2 + r_a s^2 \omega^2 x_2^2 + \omega^2 x_\mu^2 r_2 s,$$

$$a_2 = -\omega (x_1 r_2^2 + x_1 s^2 \omega^2 x_2^2 - \omega^2 x_\mu^2 s^2 x_2),$$

$$a_3 = -a_2,$$

$$a_4 = a_1,$$

$$\det \mathbf{A}_{AD} = \omega^4 s^2 x_1^2 x_2^2 - 2\omega^4 s^2 x_1 x_\mu^2 x_2 + \omega^4 s^2 x_\mu^4 + \omega^2 r_a^2 x_2^2 s^2 + 2\omega^2 r_a x_\mu^2 r_2 s + \omega^2 x_1^2 r_2^2 + r_a^2 r_2^2.$$

Линия электропередачи.

Вывод статической модели ЛЭП выполнен на основе системы дифференциальных уравнений (2.112) при $d/dt = 0$:

$$\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_x & \omega x_x \\ -\omega x_x & r_x \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \quad (2.161)$$

или, вводя новые обозначения матриц,

$$\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \mathbf{U}_i - \mathbf{U}_j = \mathbf{A}_L \mathbf{I}. \quad (2.162)$$

Трансформатор.

Вывод статической модели двухобмоточного трансформатора выполнен на основе системы дифференциальных уравнений (2.122) при $d/dt = 0$:

$$\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_T & \omega x_T \\ -\omega x_T & r_T \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \quad (2.163)$$

или, вводя новые обозначения матриц,

$$\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \mathbf{U}_i - \mathbf{U}_j = \mathbf{A}_T \mathbf{I}. \quad (2.164)$$

Модель статической нагрузки.

Вывод модели статической нагрузки выполнен на основе системы дифференциальных уравнений (2.139) при $d/dt = 0$:

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_H & \omega x_H \\ -\omega x_H & r_H \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \quad (2.165)$$

или, вводя новые обозначения матриц,

$$\mathbf{U} = \mathbf{A}_H \mathbf{I}. \quad (2.166)$$

Из уравнений (2.153), (2.159), (2.162), (2.164), (2.166) видно, что для стационарных режимов ЭЭС матрицы \mathbf{A}_i элементов – суть матрицы проводимостей этих элементов.

Для решения задач расчета режимов ЭЭС предприятий на основе УУН разработан метод моделирования стационарных и квазистационарных режимов, являющийся исходным для анализа любых переходных процессов в системе. Реализация метода представлена следующими вычислительными процедурами (рисунок 2.7):

1) формирование расчетной схемы ЭЭС (определение конфигурации ЭЭС, топологии сети).

Формирование клеточной матрицы структуры (инцидентности) Π , элементами матрицы являются нулевые матрицы или матрицы преобразований:

$$\Pi = \begin{cases} \begin{pmatrix} -\cos \delta_{ij} & \sin \delta_{ij} \\ -\sin \delta_{ij} & -\cos \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви идет к узлу,} \\ \begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви исходит из узла,} \\ \mathbf{0} = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix}, & \text{если ветвь не инцидентна узлу,} \end{cases} \quad (2.167)$$

где δ_{ij} – угол сдвига между координатами, в которых моделируется структурный элемент;

2) формирование уравнений структурных элементов.

Перевод введённых оператором паспортных значений параметров элементов ЭТК в параметры схемы замещения ЭЭС предприятия (при этом определяются номинальные, переходные и сверхпереходные параметры схемы замещения ЭЭС предприятия).

Внешние условия задаются следующими переменными:

$U_f(1\dots n)$ – напряжения возбуждения генераторов ($1\dots n$), где n – количество генераторов системы;

$\omega_{\text{АД}(1\dots m)}$, об/мин – угловые скорости асинхронных двигателей системы ($1\dots m$), где m – количество асинхронных двигателей системы;

δ_{ij} – относительные углы между магнитными осями i -го генератора и j -го генератора системы;

3) установление базисного уровня напряжения U_b , B . Расчет коэффициентов приведения каждого элемента ЭТК к базисному уровню:

$$k_{\text{пр}i} = U_b / U_{hi}, \quad (2.168)$$

где i – индекс структурного элемента,

U_{hi} – номинальное напряжение i -го элемента. Для двухобмоточных трансформаторов принимается $U_h=U_{hn}$, для источников электроэнергии $U_h=E_h$;

4) формирование вектора-столбца $\overset{\circ}{\mathbf{H}}$: для источников электроэнергии соответствующий i -й элемент вектора равен $\overset{\circ}{\mathbf{E}}_i$, для синхронных электродвигателей – $\overset{\circ}{\mathbf{E}}_{qi}$, для остальных элементов – $\mathbf{0}$:

$$[\overset{\circ}{\mathbf{H}}_i] = \begin{cases} \overset{\circ}{\mathbf{E}}_i, & i \in EES, \\ \overset{\circ}{\mathbf{E}}_{qi}, & i \in SM, \\ \mathbf{0} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix}, & i \in L, i \notin SM, \end{cases} \quad (2.169)$$

где i – индекс структурного элемента;

$\overset{\circ}{\mathbf{E}}_i$ – приведенная к базисной ступени матрица ЭДС i -го источника электроэнергии;

$$\overset{\circ}{\mathbf{E}}_i = k_{\text{пп}i} \cdot \mathbf{E}_i; \quad (2.170)$$

$\overset{\circ}{\mathbf{E}}_{qi}$ – приведенная к базисной ступени матрица ЭДС i -го синхронного электродвигателя по поперечной оси,

$$\overset{\circ}{\mathbf{E}}_{qi} = U_6 \cdot \mathbf{E}_{qi} = U_6 \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ e_{qi} \end{pmatrix}; \quad (2.171)$$

e_{qi} – номинальная синхронная ЭДС i -го электродвигателя, о. е.;

EES – множество источников электрической энергии;

SM – подмножество синхронных двигателей;

L – множество потребителей нагрузки;

5) формирование блочной квазидиагональной матрицы проводимостей ветвей (элементов) $\overset{\circ}{\mathbf{A}}$, образующих электроэнергетическую систему:

$$[\overset{\circ}{A}_{ij}] = \begin{cases} \overset{\circ}{\mathbf{A}}_i, & i = j, \\ \mathbf{0}, & i \neq j, \end{cases} \quad (2.172)$$

где i – индекс структурного элемента, $j = \overline{1..i}$,

$\overset{\circ}{\mathbf{A}}_i$ – приведенная к базисной ступени матрица проводимости i -го структурного элемента,

$$\overset{\circ}{\mathbf{A}}_i = k_{\text{пп}i}^2 \cdot \mathbf{A}_i; \quad (2.173)$$

6) формирование УУН. Расчет напряжений в узлах системы:

$$\overset{\circ}{\mathbf{U}} = - \left(\mathbf{\Pi} \cdot \overset{\circ}{\mathbf{A}} \cdot \mathbf{\Pi}^T \right)^{-1} \cdot \mathbf{\Pi} \cdot \overset{\circ}{\mathbf{A}} \cdot \overset{\circ}{\mathbf{H}}; \quad (2.174)$$

7) расчет токов в элементах системы:

$$\overset{\circ}{\mathbf{I}} = \overset{\circ}{\mathbf{A}} \cdot \left(\mathbf{\Pi}^T \cdot \overset{\circ}{\mathbf{U}} + \overset{\circ}{\mathbf{H}} \right); \quad (2.175)$$

8) расчет параметров ЭЭС предприятия (активных и реактивных мощностей всех элементов, моментов электрических машин, потокосцеплений) в конкретном установившемся режиме ее работы;

9) переход от приведенных значений параметров i -го элемента,

полученных относительно базового условия, к реальным:

$$\mathbf{U}_i = \frac{1}{k_{\text{пп}i}} \cdot \overset{\circ}{\mathbf{U}}_i, \quad (2.176)$$

$$\mathbf{I}_i = k_{\text{пп}i} \cdot \overset{\circ}{\mathbf{I}}_i. \quad (2.177)$$

Расчет действующих значений тока и напряжений для i -го элемента:

$$U_i = \sqrt{U_{id}^2 + U_{iq}^2}, \quad (2.178)$$

$$I_i = \sqrt{I_{id}^2 + I_{iq}^2}. \quad (2.179)$$

Необходимо отметить, что расчет ведется в именованных единицах, модели элементов приводятся к линейным значениям напряжений. При расчете токов соответственно получаем также линейные значения ($I_i = I_{i \text{ лин}}$). Для нахождения фазных значений силы тока:

$$I_{i\phi} = \frac{I_i}{\sqrt{3}}. \quad (2.180)$$

Для учета двигательной подпитки в режиме короткого замыкания необходимо учитывать следующие аспекты:

1a) элементы матрицы структуры (инцидентности), представляющие асинхронные электродвигатели, меняют свой знак на противоположный – это связано с тем, что эти электромеханические устройства в режиме КЗ сами генерируют энергию. Значения других элементов матрицы структуры (инцидентности) не меняются;

4a) формирование вектора-столбца $\overset{\circ}{\mathbf{H}}$ происходит по правилу: для источников электроэнергии соответствующий i -й элемент вектора равен $\overset{\circ}{\mathbf{E}}_i$, для синхронных и асинхронных электродвигателей – $\overset{\circ}{\mathbf{E}}_i''$, для остальных элементов – $\mathbf{0}$:

$$[\overset{\circ}{\mathbf{H}}_i] = \begin{cases} \overset{\circ}{\mathbf{E}}_i, & i \in EES, \\ \overset{\circ}{\mathbf{E}}_i'', & i \in (SM \cup AM), \\ \mathbf{0}, & i \in L, i \notin (SM \cup AM), \end{cases} \quad (2.169')$$

где $\overset{\circ}{\mathbf{E}}_i''$ – приведенная к базисной ступени матрица сверхпереходной ЭДС i -го синхронного или асинхронного электродвигателя,

$$\overset{\circ}{\mathbf{E}}_i'' = U_6 \cdot \mathbf{E}_i'' = U_6 \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ e_i'' \end{pmatrix}; \quad (2.181)$$

e_i'' – сверхпереходная ЭДС i -го электродвигателя, о. е.;

AM – подмножество асинхронных двигателей;

5а) в качестве матриц проводимостей элементов используются матрицы сверхпереходных значений проводимостей:

$$\overset{\circ}{\mathbf{A}}_i = k_{np,i}^2 \cdot \mathbf{A}_i''. \quad (2.173')$$

В отличие от «классических» методов приведения к базисному уровню (через коэффициенты трансформации последовательно соединенных трансформаторов), используемых при матрично-топологическом подходе [19, 239], предложенный метод позволяет реализовать подключение к различным ступеням трансформации дополнительных источников ЭДС, а также учесть подпитку от двигательной нагрузки в аварийных режимах на различных ступенях трансформации схемы электроснабжения предприятия.

Данный метод может также применяться при настройке систем регулирования возбуждения генераторов, чтобы проверить соответствие напряжений возбуждения системы узловым напряжениям (варируя напряжения возбуждения, можно построить модель влияния напряжений возбуждения генераторов (U_f) на узловые напряжения ЭЭС (U) при условии, что в системе отсутствуют автоматические регуляторы возбуждения) [107, 250].

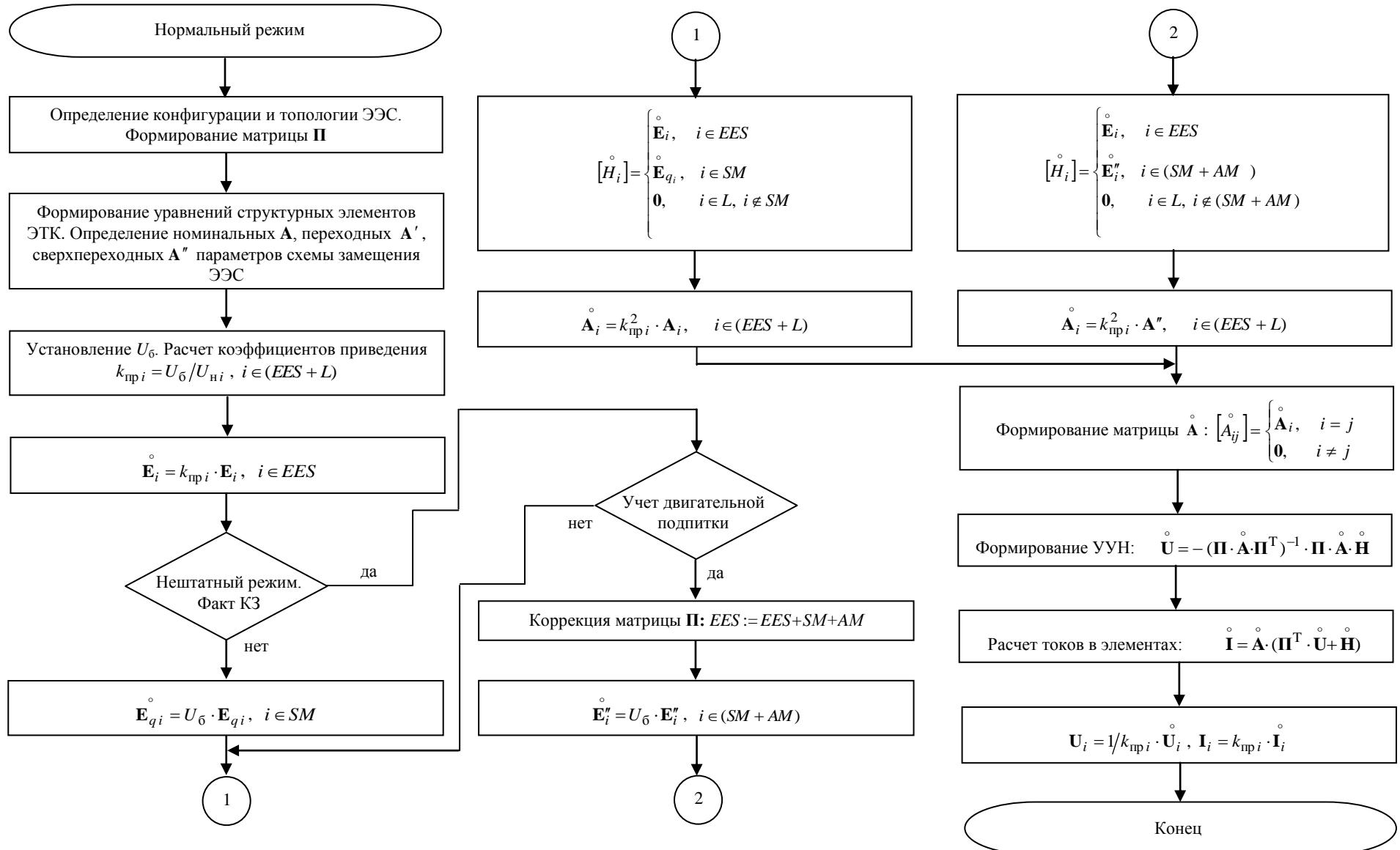


Рисунок 2.7 – Алгоритм моделирования стационарных и квазистационарных режимов ЭЭС предприятий

2.4. Моделирование динамических режимов электроэнергетических систем предприятий

Алгоритм расчета динамических режимов ЭЭС предприятий является двухэтапным. Сначала рассчитываются узловые напряжения по выражениям, составленным из уравнений в единой обобщенной форме записи (2.1). Затем решаются дифференциальные уравнения и находятся токи. Процедура повторяется на каждом шаге численного интегрирования дифференциальных уравнений элементов.

Данный алгоритм относится к методам «структурного моделирования» [1, 106], когда алгоритм расчета «повторяет» структуру системы, т.е. каждый структурный элемент моделируется по отдельности, а влияние всех остальных структурных элементов учитывается изменением напряжения, приложенного к данному структурному элементу. Напряжение определяется по выражению (2.1) на каждом шаге численного интегрирования дифференциальных уравнений элементов системы, т.е. напряжение зависит от всех элементов, составляющих ЭЭС. Итерации при этом требуются для учета нелинейностей, вызванных заданием мощностей в узлах [108].

Указанные методы можно классифицировать по скорости сходимости, надежности получения решения, требуемому объему оперативной памяти ЭВМ для расчета, гибкости и простоте алгоритма, универсальности [3, 33, 61, 126, 248]. Наиболее применяемым на практике является метод Ньютона [3, 22, 85, 108].

Таким образом, базовым расчетом для анализа динамических режимов ЭЭС ПМСО является расчет стационарного режима ЭЭС на основе УУН.

С учетом вышеизложенного, реализация алгоритма расчета динамических режимов ЭЭС представлена следующими вычислительными процедурами [107]:

- 1) формирование расчетной схемы ЭЭС (определение конфигурации ЭЭС, топологии сети).

Формирование клеточной матрицы структуры (инцидентности) Π , элементами матрицы являются нулевые матрицы или матрицы преобразований (в

соответствии с (2.167)):

$$\Pi = \begin{cases} \begin{pmatrix} -\cos \delta_{ij} & \sin \delta_{ij} \\ -\sin \delta_{ij} & -\cos \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви идет к узлу,} \\ \begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви исходит из узла,} \\ \mathbf{0}, & \text{если ветвь не инцидентна узлу,} \end{cases}$$

где δ_{ij} – угол между координатами, в которых моделируется структурный элемент.

Расчет матрицы Π' , элементами которой являются нулевые клетки или клетки производных элементов матриц структуры (инцидентности):

$$\Pi' = \begin{cases} \begin{pmatrix} \dot{\delta}_{ij} \sin \delta_{ij} & \dot{\delta}_{ij} \cos \delta_{ij} \\ -\dot{\delta}_{ij} \cos \delta_{ij} & \dot{\delta}_{ij} \sin \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви идет к узлу,} \\ \begin{pmatrix} -\dot{\delta}_{ij} \sin \delta_{ij} & -\dot{\delta}_{ij} \cos \delta_{ij} \\ \dot{\delta}_{ij} \cos \delta_{ij} & -\dot{\delta}_{ij} \sin \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви исходит из узла,} \\ \mathbf{0}, & \text{если ветвь не инцидентна узлу;} \end{cases} \quad (2.182)$$

2) формирование уравнений структурных элементов в форме (2.1):

– для синхронных генераторов, синхронных двигателей:

$$p\mathbf{I}_i = \pm \mathbf{A}_i \mathbf{U}_i - \mathbf{B}_i \mathbf{I}_i - \mathbf{H}_i, \quad (2.183)$$

– для линий электропередачи и трансформаторов:

$$p\mathbf{I}_i = \mathbf{A}_i \mathbf{U}_{ij} - \mathbf{B}_i \mathbf{I}_i, \quad (2.184)$$

– для остальных элементов:

$$p\mathbf{I}_i = \mathbf{A}_i \mathbf{U}_i - \mathbf{B}_i \mathbf{I}_i, \quad (2.185)$$

где i – номер структурного элемента системы;

j – номер структурного элемента системы, соседнего с i -м элементом,

\mathbf{U}_{ij} – напряжения между соседними i -м и j -м узлами, соединенными линией электропередачи или трансформатором, определяются в соответствии с (2.117) или (2.127):

$$\mathbf{U}_{ij} = \begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix}.$$

Перевод введённых оператором паспортных значений параметров элементов ЭТК в параметры схемы замещения (при этом определяются номинальные, переходные и сверхпереходные параметры схемы замещения ЭЭС предприятия).

Внешние условия задаются следующими переменными:

$U_f(1\dots n)$ – напряжения возбуждения генераторов ($1\dots n$), где n – количество генераторов системы,

$\omega_{Ad}(1\dots m)$, об/мин – угловые скорости асинхронных двигателей системы ($1\dots m$), где m – количество асинхронных двигателей системы,

δ_{ij} – относительные углы между магнитными осями i -го генератора и j -го генератора системы.

Начальные условия отражают тот или иной стационарный (квазистационарный) режим, предшествующий переходному;

3) установление базисного уровня напряжения U_b , В. Расчет коэффициентов приведения каждого элемента ЭЭС предприятия к базисному уровню (в соответствии с (2.168)):

$$k_{pri} = U_b / U_{hi};$$

4) формирование клеточной матрицы $\overset{\circ}{\mathbf{W}}$, составленной из правых частей уравнений в форме (2.1):

$$\overset{\circ}{\mathbf{W}} = \begin{pmatrix} \overset{\circ}{-\mathbf{B}_1 \mathbf{I}_1 - \mathbf{H}_1} \\ \overset{\circ}{-\mathbf{B}_2 \mathbf{I}_2 - \mathbf{H}_2} \\ \vdots \\ \overset{\circ}{-\mathbf{B}_i \mathbf{I}_i - \mathbf{H}_i} \end{pmatrix}, \quad (2.186)$$

где элементы вектора-столбца \mathbf{H} формируются в соответствии с (2.169)–(2.171):

$$\left[\overset{\circ}{H}_i \right] = \begin{cases} \overset{\circ}{\mathbf{E}}_i, & i \in EES, \\ \overset{\circ}{\mathbf{E}}_{qi}, & i \in SM, \\ \mathbf{0}, & i \in L, i \notin SM, \end{cases}$$

$$\overset{\circ}{\mathbf{E}}_i = k_{\text{пп}i} \cdot \mathbf{E}_i,$$

$$\overset{\circ}{\mathbf{E}}_{qi} = U_6 \cdot \mathbf{E}_{qi},$$

$\overset{\circ}{\mathbf{B}}_i$ – приведенные к базисной ступени матрицы \mathbf{B}_i структурных элементов ЭТК:

$$\overset{\circ}{\mathbf{B}}_i = k_{\text{пп}i}^2 \cdot \mathbf{B}_i, \quad (2.187)$$

где i – индекс структурного элемента.

Из выражений (2.12), (2.74), (2.115), (2.125), (2.142), (2.148) видно, что размерности матриц \mathbf{B}_i различных типов структурных элементов ЭТК отличаются друг от друга, соответственно, размерность матрицы $\overset{\circ}{\mathbf{W}}$ зависит от количества и состава структурных элементов ЭТК.

Поэтому для согласования матричных операций с уравнением (2.1) соответствующие, дополнительные, клетки матрицы $\overset{\circ}{\mathbf{W}}$ дополняются нулевыми элементами [16, 38, 108];

5) формирование блочной квазидиагональной матрицы $\overset{\circ}{\mathbf{A}}$ элементов ЭТК (в соответствии с (2.172), (2.173)):

$$\left[\overset{\circ}{A}_{ij} \right] = \begin{cases} \overset{\circ}{\mathbf{A}}_i, & i = j, \\ \mathbf{0}, & i \neq j, \end{cases}$$

где i – индекс структурного элемента, $j = \overline{1..i}$,

$$\overset{\circ}{\mathbf{A}}_i = k_{\text{пп}i}^2 \cdot \mathbf{A}_i;$$

6) формирование УУН. Расчет напряжений в узлах системы на каждом шаге расчета:

$$\mathbf{\Pi} \cdot \overset{\circ}{\mathbf{A}} \cdot \mathbf{\Pi}^T \cdot \overset{\circ}{\mathbf{U}} = \mathbf{\Pi} \cdot \overset{\circ}{\mathbf{W}} - \mathbf{\Pi}' \cdot \overset{\circ}{\mathbf{I}}; \quad (2.188)$$

- 7) расчет по дифференциальным уравнениям токов в элементах системы;
 8) расчет параметров ЭЭС предприятия (активных и реактивных мощностей всех элементов, моментов электрических машин, потокосцеплений).

Расчет напряжений и токов всех элементов системы производится в течение заданного числа шагов. В разработанных программных комплексах [147, 200, 202] предусмотрен диалоговый режим оператора для изменения текущих условий моделирования (возврат к п.2);

- 9) переход от приведенных значений параметров i -го элемента, полученных относительно базового условия, к реальным (в соответствии с (2.176), (2.177)):

$$\mathbf{U}_i = \frac{1}{k_{\text{пр } i}} \cdot \overset{\circ}{\mathbf{U}}_i,$$

$$\mathbf{I}_i = k_{\text{пр } i} \cdot \overset{\circ}{\mathbf{I}}_i.$$

Разработанный метод моделирования режимов электроэнергетических систем на основе уравнений узловых напряжений и созданные на его основе программные комплексы [196, 200, 202, 203, 205] приняты к реализации на ряде региональных отраслевых предприятий. Основные задачи, решаемые с помощью данных программных комплексов в энергетических подразделениях предприятий:

- расчет параметров ЭЭС при номинальном и нештатных режимах с учетом и без учета двигательной нагрузки,
- проверка правильности используемого электротехнического оборудования на электродинамическую и термическую стойкость;
- оценка правильности принятия технических решений при установке нового (замене, модернизации) электротехнического оборудования, изменении топологии ЭЭС, выводе в ремонт (резерв) распределительных устройств (РУ) с автоматическим расчетом параметров и уставок релейной защиты и автоматики (РЗиА).

Пример расчета токов КЗ для участка системы электроснабжения

предприятия на основе разработанного метода приведен в приложении В.

Достоверность результатов, полученных на основе разработанных метода и алгоритмов расчета, подтверждается, в том числе путем сравнения с рабочей документацией на общие данные, расчеты и схемы электрических соединений подстанций систем электроснабжения предприятий.

Например, при решении задач технического перевооружения центральной распределительной подстанции (ЦРП) № 6 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» был произведен расчет токов КЗ с помощью разработанного метода (таблица 2.2). Полученные значения были сравнены с данными, представленными в рабочей документации [232].

Таблица 2.2 – Сравнение полученных значений токов КЗ с данными рабочей документации на подстанции, входящие в состав ЦРП-6

Объект	Токи КЗ, А		$\delta, \%$
	представленные в рабочей документации	рассчитанные матрично-топологическим методом на основе УУН	
ЦРП-6 яч.5 ТП-99	5526	5462	1,15
ЦРП-6 яч.7 ТП-87	6237	6148	1,42
ЦРП-6 яч.9 ТП-81	6278	6150	2,04
ЦРП-6 яч.11 ТП-88	6695	6512	2,73
ЦРП-6 яч.13 ТП-72	6621	6503	1,78
ЦРП-6 яч.17 РТП-73	6433	6302	2,03
ЦРП-6 яч.21 ТП-81а	6411	6297	1,77
ЦРП-6 яч.23 ТП-23а	6268	6104	2,61
ЦРП-6 яч.6 РТП-73	6491	6301	2,92
ЦРП-6 яч.10 ТП-72	6682	6567	1,72
ЦРП-6 яч.12 ТП-88	6870	6756	1,65
ЦРП-6 яч.14 ТП-81	6333	6245	1,38
ЦРП-6 яч.16 ТП-87	6278	6187	1,44
ЦРП-6 яч.18 РТП-99	5575	5478	1,73
ЦРП-6 яч.22 ТП-81а	6491	6379	1,72
ЦРП-6 яч.26	6300	6187	1,79

Относительная погрешность расчета δ оценивалась по формуле [187]:

$$\delta = 100 \cdot \left| \frac{x - X}{X} \right|, \quad (2.189)$$

где x – полученное значение; X – значение, приведенное в рабочей документации.

Небольшая погрешность (1,15–2,92 %) позволяет говорить об удовлетворительном уровне достоверности полученных результатов (руководящие документы [50, 170, 171] допускают использовать методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5–10 %).

2.5. Разработка математического аппарата энергоинформационной модели электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

Усложнение «мобильных» структур и топологии ЭЭС предприятий (с задачами перерасчета селективности защит, размещения источников генерации), необходимость адаптации к характеру технологического процесса режимов функционирования ЭТК (с учетом непрерывного увеличения степени интеллектуализации электротехнического оборудования), внедрение современных систем мониторинга и технической диагностики (на основе технологии *Smart Grid*) требуют дальнейшего развития теории моделирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли в части повышения научного уровня методов исследования, оценки состояния, моделирования, прогнозирования и расчета режимов функционирования ЭТК, особенно в условиях неопределенности и неполноты информации.

Предлагается перейти от «классического» функционала уравнений (2.1) к функционалу, содержащему большую информацию о техническом состоянии элементов ЭТК (а не только номинальные (паспортные) параметры).

Как уже отмечалось в п.1.4, в работах [73, 89, 90] рассматриваются методы информационной декомпозиции электроэнергетических систем.

Разработанный подход к построению энергоинформационной модели электротехнических комплексов отличается от рассмотренных и состоит в том, что информационное «насыщение» матриц осуществляется за счет расширения их размерности (т.е. блочного строительства). Это, с одной стороны, дает возможность наполнения матриц нулевыми элементами. С другой стороны,

использование особенностей такой конструкции расширенных матриц дает возможность автоматически использовать «расширенные» уравнения (2.1) для экспресс-решения отдельных задач функционирования элементов ЭТК (предусматривающих не только расчет и анализ режимов ЭЭС, но оперативное изменение структурной топологии системы, автоматический расчет параметров противоаварийной автоматики, учет данных о техническом состоянии электротехнического оборудования, и др.).

Утверждение о том, что один и тот же граф может соответствовать различным физическим представлениям объектов, рассматривалось в работе А. Брамеллера, Р. Аллана, Я. Хэмэма [16]. Сети, имеющую различную физическую природу, но одинаковую схему соединения узлов и ветвей, аналогичны и могут исследоваться одинаковыми математическими методами, хотя описывающие их основные уравнения могут быть различны [16, 192].

Перечислим основные требования к «расширенной» системе уравнений энергоинформационной модели ЭТК [143, 150, 302]:

1) возможность простыми аналитическими методами из «расширенной» системы уравнений получить систему уравнений (2.1);

2) наличие в «расширенной» системе уравнений всей необходимой информации о ТС элементов ЭТК, при этом под информацией понимаются не только численные значения переменных, но и функционал системы информационной поддержки управления ЖЦ элементов ЭТК.

Таким образом, энергоинформационную модель электротехнического комплекса можно представить в виде:

$$\hat{\Pi} \cdot \mathbf{C} \cdot \hat{\Pi}^T \cdot \hat{\mathbf{U}} = \hat{\Pi} \cdot \hat{\mathbf{W}} - \hat{\Pi}' \cdot \hat{\mathbf{I}}, \quad (2.190)$$

где \mathbf{C} – блочная квазидиагональная матрица состояния элементов ЭТК:

$$\mathbf{C} = \begin{pmatrix} \left| \begin{array}{cccc} \mathbf{A}_{11} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{A}_{22} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{A}_{nn} \end{array} \right| & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \left| \begin{array}{cccc} \mathbf{M}_{11} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{M}_{22} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{M}_{nn} \end{array} \right| & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \left| \begin{array}{cccc} \mathbf{X}_{11} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{X}_{22} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{X}_{nn} \end{array} \right| & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \left| \begin{array}{cccc} \mathbf{P}_{11} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{P}_{22} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{P}_{nn} \end{array} \right| \end{pmatrix} \quad (2.191)$$

Решение энергоинформационной модели представляется в виде

$$\mathbf{C} = \mathbf{A} \oplus \mathbf{M} \oplus \mathbf{X} \oplus \mathbf{P}, \quad (2.192)$$

где \mathbf{A} – блочная квазидиагональная матрица проводимостей элементов ЭТК,

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \mathbf{A}_{11} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{A}_{22} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{A}_{nn} \end{pmatrix}; \quad (2.193)$$

\mathbf{M} – блочная квазидиагональная матрица методов управления жизненным циклом ЭТК,

$$\mathbf{M} = \begin{pmatrix} \mathbf{M}_{11} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{M}_{22} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{M}_{nn} \end{pmatrix}; \quad (2.194)$$

\mathbf{X} – блочная квазидиагональная матрица основных диагностируемых параметров элементов ЭТК,

$$\mathbf{X} = \begin{pmatrix} \mathbf{X}_{11} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{X}_{22} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{X}_{nn} \end{pmatrix}; \quad (2.195)$$

\mathbf{P} – блочная квазидиагональная матрица, в ячейках которой находятся значения функций эффективности для элементов ЭТК в определенный момент времени,

$$\mathbf{P} = \begin{pmatrix} \mathbf{P}_{11} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{P}_{22} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{P}_{nn} \end{pmatrix}. \quad (2.196)$$

Введем линейные операторы $\mathbf{R}_1, \dots, \mathbf{R}_4$ для отображений \mathbf{C} при анализе ключевых режимов управления ЖЦ ЭТК ПМСО:

- 1) расчет электрических режимов электроэнергетической системы предприятия:

$$\mathbf{R}_1 \mathbf{C} = \mathbf{A}. \quad (2.197)$$

Данному оператору \mathbf{R}_1 отвечает матрица проводимостей ветвей $\mathbf{A} = \bigoplus_{i=1}^n \mathbf{A}_{ii}$.

Уравнение (2.190) в этом случае трансформируется в уравнение (2.188). Отметим, что данный режим является основным в энергоинформационной модели ЭТК ПМСО;

- 2) выбор методов управления ЖЦ ЭТК ПМСО:

$$\mathbf{R}_2 \mathbf{C} = \mathbf{M}, \quad \mathbf{M} = \bigoplus_{i=1}^n \mathbf{M}_{ii}, \quad (2.198)$$

где $\mathbf{M}_{ii} = [\mathbf{M}_{ii}^{(1)} \quad \mathbf{M}_{ii}^{(2)} \quad \dots \quad \mathbf{M}_{ii}^{(k)}]^T$ – вектор-столбец методов управления ЖЦ ЭТК; k – количество уровней управления ЖЦ ЭТК.

Каждому из уровней соответствует своя подматрица методов управления

$\mathbf{M}_{ii}^{(k)}(k, 1) \in \mathbf{M}_{ii}$ (в соответствии с рисунком 1.3):

$$\begin{aligned}
\mathbf{M}_{ii}^{(k)} = & ES \cap DB \cap KB \cap CSDB \cap CSKB \cap PC \cap PS \cap HW \cap SW = \\
= & \{es \in ES, db \in DB, kb \in KB, csdb \in CSDB, cskb \in CSKB, pc \in PC, ps \in PS, \\
& hw \in HW, sw \in SW\}
\end{aligned} \tag{2.199}$$

где ES – стандарты предприятия, DB – базы данных, KB – базы знаний, $CSDB$ – системы управления базами данных, $CSKB$ – системы управления базами знаний, PC – технологические карты, PS – технологические регламенты, HW – программно-техническое обеспечение, SW – математическое (алгоритмическое) обеспечение,

$$\mathbf{M}_{ii} := \begin{cases} \mathbf{M}_{ii}, & j=1, \\ \mathbf{K} \cdot \mathbf{M}_{ii}, & j=2\dots k, \end{cases} \tag{2.200}$$

где j – порядковый номер уровня управления ЖЦ ЭТК,

$$\mathbf{K}_{k,k} = \begin{bmatrix} 0 & \dots & \dots & \dots & 1 & \dots & \dots & \dots \\ \vdots & & & & \vdots & & & \\ & 1 & & & & & & \\ & & \ddots & & & & & \\ & & & 1 & & & & \\ \vdots & & & & \vdots & & & \\ 1 & \dots & \dots & \dots & 0 & \dots & \dots & \dots \\ \vdots & & & & \vdots & & 1 & \\ \vdots & & & & \vdots & & & \ddots \\ \vdots & & & & \vdots & & & & 1 \end{bmatrix} - j\text{-я строка, } j=2\dots k, \tag{2.201}$$

j -й столбец

$$K_{fg} = \begin{cases} 1, \text{ если } f = g \notin \{1; j\}, \\ 1, \text{ если } f = 1, g = j, \\ 1, \text{ если } f = j, g = 1, \\ 0, \text{ в остальных случаях,} \end{cases} \quad j=2\dots k. \tag{2.202}$$

В соответствии с обозначенными в п.1.2 положениями количество уровней управления ЖЦ ЭТК соответствует уровням адекватности оценок о техническом состоянии элементов ЭТК для принятия решений по различного рода воздействиям.

Первый уровень ($k = 1$) соответствует идентификации ТС по параметру отказов или интенсивности восстановлений:

$$k = 1: \mathbf{M}_{ii} := \mathbf{M}_{ii}, \quad (2.203)$$

Второй уровень ($k = 2$) соответствует идентификации ТС по вероятностным характеристикам дефектов и повреждений, выявленных в определенные моменты времени:

$$k = 2: \mathbf{M}_{ii} := \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \mathbf{M}_{ii}, \quad (2.204)$$

Третий уровень ($k = 3$) соответствует идентификации ТС по непрерывно контролируемым технологическим параметрам, характеризующим ТС элементов оборудования:

$$k = 3: \mathbf{M}_{ii} := \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \mathbf{M}_{ii}; \quad (2.205)$$

3) анализ основных диагностируемых параметров элементов ЭТК ПМСО:

$$\mathbf{R}_3 \mathbf{C} = \mathbf{X}, \quad \mathbf{X} = \bigoplus_{i=1}^n \mathbf{X}_{ii}; \quad (2.206)$$

4) выбор функции эффективности для элемента ЭТК в определенный момент времени:

$$\mathbf{R}_4 \mathbf{C} = \mathbf{P}, \quad \mathbf{P} = \bigoplus_{i=1}^n \mathbf{P}_{ii}. \quad (2.207)$$

Для решения поставленных задач по критерию взаимодействия в энергоинформационной модели проведена типизация элементов ЭТК ПМСО (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Типизация элементов ЭТК ПМСО по критерию взаимодействия в энергоинформационной модели

№	Тип элемента ЭТК ПМСО	Электро-энергетический признак	Признак наличия переменных магнитного поля	Механический признак	Информационный признак
1	Источники электрической энергии (промышленная или автономная сеть, генераторы)	+	+	+	+
2	Преобразовательные элементы, трансформаторы	+	+	-	+
3	Распределительные элементы (линии электропередачи, шинопроводы, реакторы)	+	-	-	+
4	Вращающиеся электрические машины	+	+	+	+
5	Статическая нагрузка	+	-	-	+
6	Механическая нагрузка, ГТУ, газопоршневые установки, насосные установки	-	-	+	+
7	Устройства управления и регулирования – ПА, коммутационная аппаратура	+	-	-	+
8	Устройства управления и регулирования (автоматические регуляторы возбуждения, системы автоматического регулирования ГТУ и др.)	-	-	-	+
9	Элементы активно-адаптивных сетей <i>Smart Grid/ MicroGrid (Smart Metering</i> (интеллектуальные счетчики), <i>Dynamic Grid Management</i> (динамическое управление мини-электроэнергетическими системами), <i>Demand Response</i> (регулирование спроса))	+	-	-	+
10	Элементы SCADA-систем, телеметрия	-	-	-	+
11	Элементы <i>MDAC</i> , системы мониторинга и технической диагностики	-	-	-	+

Данная типизация соответствует структуре, представленной на рисунке 1.1. Элементы, представленные на поз.1–6 таблицы 2.3, отвечают за формирование

«силового канала» ЭТК. Элементы, представленные на поз.7–11 таблицы 2.3, отвечают в основном за формирование информационного компонента.

Выводы

1. Создана методология моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основе принципов и способов организации автоматизированного формирования математического описания электротехнических систем сложной структуры, в том числе в условиях неопределенности и неполноты информации.

2. Сформирована открытая база типовых моделей элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, используемая при автоматизированном формировании математического описания электротехнических систем сложной структуры.

3. Разработаны и программно реализованы модифицированные методики расчета параметров схем замещения синхронных двигателей на основе аналитического расчета эквивалентных комплексных и комплексных сопряженных сопротивлений по продольной и поперечной осям в асинхронном и синхронном режимах.

4. Разработана и программно реализована модифицированная методика расчета параметров схемы замещения асинхронных двигателей, отличающаяся от известных методик представлением роторной обмотки асинхронного двигателя в виде двух параллельно включенных контуров с постоянными активными и реактивными сопротивлениями.

5. Разработан модифицированный метод расчета режимов электроэнергетических систем произвольной структуры на основе уравнений узловых напряжений, отличающийся отсутствием приведения элементов ЭЭС к каждой ступени трансформации.

Достоверность результатов, полученных при моделировании режимов работы электроэнергетических систем предприятий, подтверждается, в том числе

путем сравнения с рабочей документацией на общие данные, расчеты и схемы электрических соединений подстанций систем электроснабжения предприятий. Погрешность расчета не превышает регламентированную руководящими документами – 5 %.

6. Обосновано математическое описание электротехнических комплексов в виде энергоинформационной модели ЭТК, синтезированной с применением матрично-топологического подхода.

7. Разработан базовый набор линейных операторов для различных отображений матрицы состояния элементов электротехнических комплексов при оперативном анализе режимов функционирования ЭТК ПМСО.

8. Проведена типизация элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сыревой отрасли по классификационным признакам взаимодействия в энергоинформационной модели ЭТК ПМСО.

3. Реализация энергоинформационной модели электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

3.1. Структурная и функциональная схемы энергоинформационной модели электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

Структурную схему энергоинформационной модели электротехнического комплекса можно представить в виде следующих блоков (рисунок 3.1):

(1) Модель электротехнического комплекса предприятия, состоящая из компонентов, обеспечивающих следующий функционал:

(1.1) Схема электроснабжения – установление связей между элементами электротехнического комплекса предприятия;

(1.2) База стандартных типов электротехнического оборудования – хранение параметров и характеристик различных типов ЭО;

(1.3) База электротехнического оборудования – хранение паспортных и расчетных параметров и характеристик ЭО;

(1.4) Справочник стандартных моделей электротехнического оборудования – хранение математических моделей различного типового ЭО в осях (d, q);

(1.5) База типов обслуживания электротехнического оборудования – методическое обеспечение обслуживания различных типов ЭО;

(1.6) Справочник технологических регламентов – хранение технологических регламентов по техническому обслуживанию и ремонту ЭО;

(1.7) База технологических карт – хранение технологических карт по техническому обслуживанию и ремонту ЭО;

(1.8) База истории обслуживания электротехнического оборудования – хранение информации о начале и окончании выполнения комплекса типов действий и хранение идентификаторов показателей успешности их выполнения;

(1.9) База параметров электротехнического оборудования – хранение диагностируемых параметров электротехнического оборудования;

2) Блок редактирования, состоящий из компонентов, обеспечивающих следующий функционал:

(2.1) Редактор схем – составление и редактирование схем ЭС;

(2.2) Редактор параметров – редактирование параметров элементов схемы ЭС;

(2.3) Редактор моделей – редактирование моделей элементов;

(2.4) Редактор режимов отображения – установление различных режимов отображения элементов и параметров элементов схемы ЭС в режиме моделирования;

(3) Блок моделирования, состоящий из компонентов, обеспечивающих следующий функционал:

(3.1) Блок расчета стационарного и квазистационарного режимов – моделирование номинального установившегося (определение напряжений в узловых точках моделируемой схемы ЭС и численных значений тока в сетевых элементах) и квазистационарного (предполагает учет влияния ЭДС самоиндукции двигательной нагрузки) режимов;

(3.2) Блок расчета динамических режимов – алгоритм расчета динамических переходных процессов, в соответствии с п. 2.4, является двухэтапным [78, 107]: сначала рассчитываются узловые напряжения, затем решаются дифференциальные уравнения и находятся токи (процедура повторяется на каждом шаге численного интегрирования дифференциальных уравнений элементов);

(3.3) Блок расчета параметров релейной защиты и автоматики – расчет параметров релейной защиты и автоматики;

(3.4) Блок расчета режимов короткого замыкания – расчет стационарного и квазистационарного режимов КЗ с учетом и без учета двигательной подпитки;

(3.5) Блок проверки возможности самозапуска двигателей – проверка возможности самозапуска электродвигателей;

(3.6) Блок расчета емкостных токов короткого замыкания – расчет емкостных токов КЗ;

(3.7) Интерпретатор моделей элементов – перевод математического описания модели (хранится в блоке (1.4)) в последовательность операций (алгоритм);

(4) Блок анализа, состоящий из компонентов, обеспечивающих следующий функционал:

(4.1) Блок проверки правильности выбора электротехнического оборудования на электродинамическую и термическую стойкость – индикативный анализ элементов схемы ЭС на электродинамическую и термическую стойкость;

(4.2) Блок выбора сечения переносных заземлений – выбор оптимального сечения переносных заземлений;

(4.3) Блок выбора оптимальной структуры схемы электроснабжения – расчет схемы электроснабжения на основе структурно-параметрической оптимизации;

(4.4) Блок оптимального выбора трансформаторов по условиям нагрузки – выбор модели трансформатора (из блока (1.4)) с учетом нагрузки и режима работы;

(4.5) Блок оптимального выбора линий электропередачи по условиям нагрузки – выбор сечения и материала (из блока (1.4)) в зависимости от протяженности и нагрузки ЛЭП;

(4.6) Блок анализа графиков обслуживания электротехнического оборудования – анализ комплекса мероприятий по обеспечению работоспособности ЭО (как для отдельного элемента ЭТК, так и для группы элементов);

(5) Конвертер с системами мониторинга и диагностики, *SCADA*-системами, *SmartGrid/MicroGrid*, развернутыми на предприятии, – установление программно-аппаратной связи между базой параметров электротехнического оборудования (блок (1.9)) и системами мониторинга, технической диагностики, *SCADA*-системами и активно-адаптивными сетями;

(6) Блок отображения, состоящий из компонентов, обеспечивающих следующий функционал:

(6.1) Интерфейс схем – графическое отображение элементов схемы (цвет, размер, изображение на экране, фон) при выводе на экран и печатные устройства, а также обработка горячих клавиш, перемещение устройства типа «мышь»;

(6.2) Блок формирования отчетов о параметрах и режимах работы схемы ЭС – формирование отчетов, внешний вид которых задается в настройках программы, с возможностью экспорта в офисные программы и печати;

(6.3) Блок технического учета и планирования обслуживания электротехнического оборудования – поддержка проведения технического учета (в том числе составление графика планово-предупредительных ремонтов (ППР)), расчет и вывод межремонтных интервалов ЭО, определение типов обслуживания и необходимых для обслуживания ресурсов.

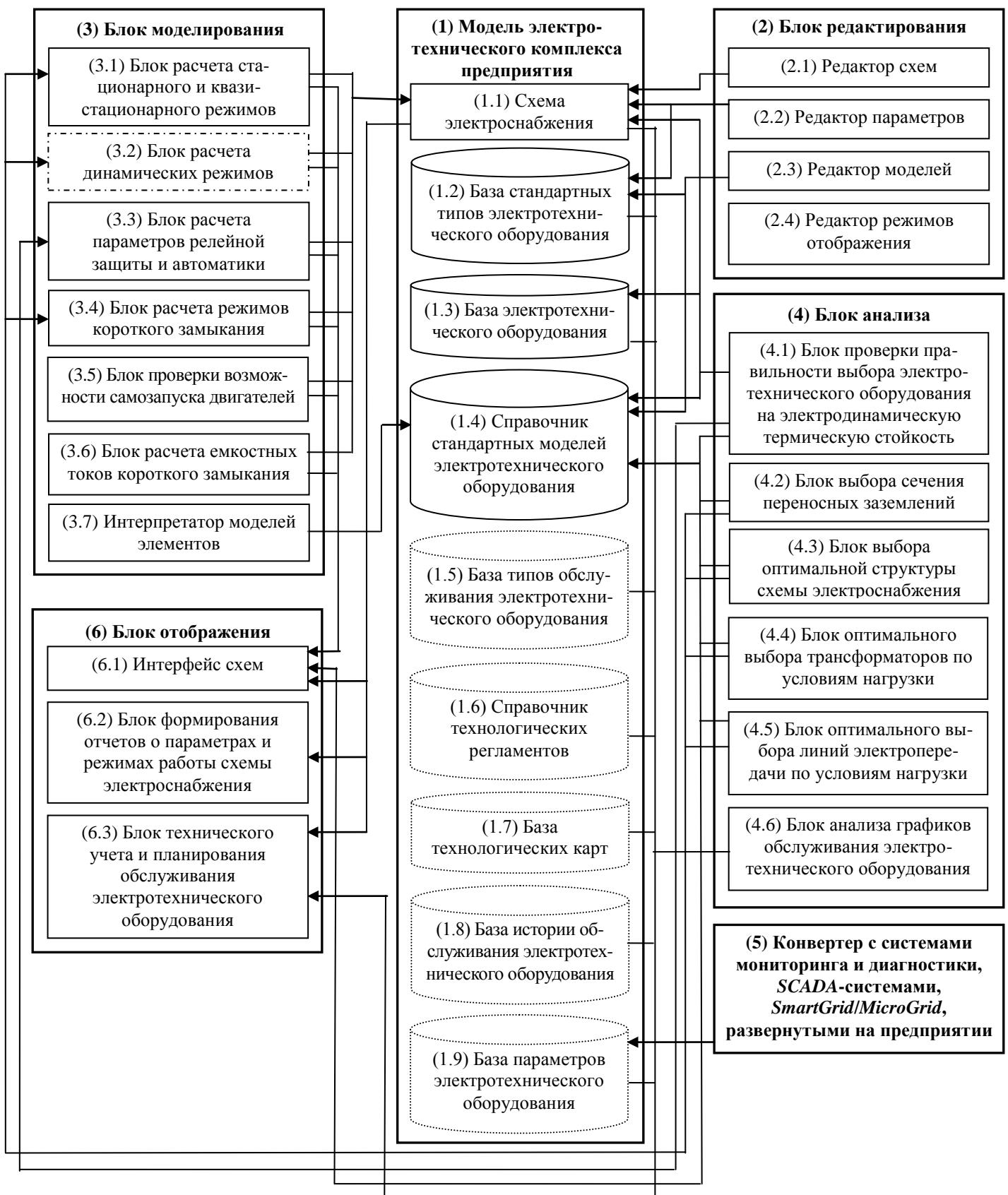


Рисунок 3.1 – Структурная схема энергоинформационной модели

электротехнического комплекса

Функциональная схема взаимодействия отдельных составляющих расчета энергоинформационной модели ЭТК представлена на рисунке 3.2.

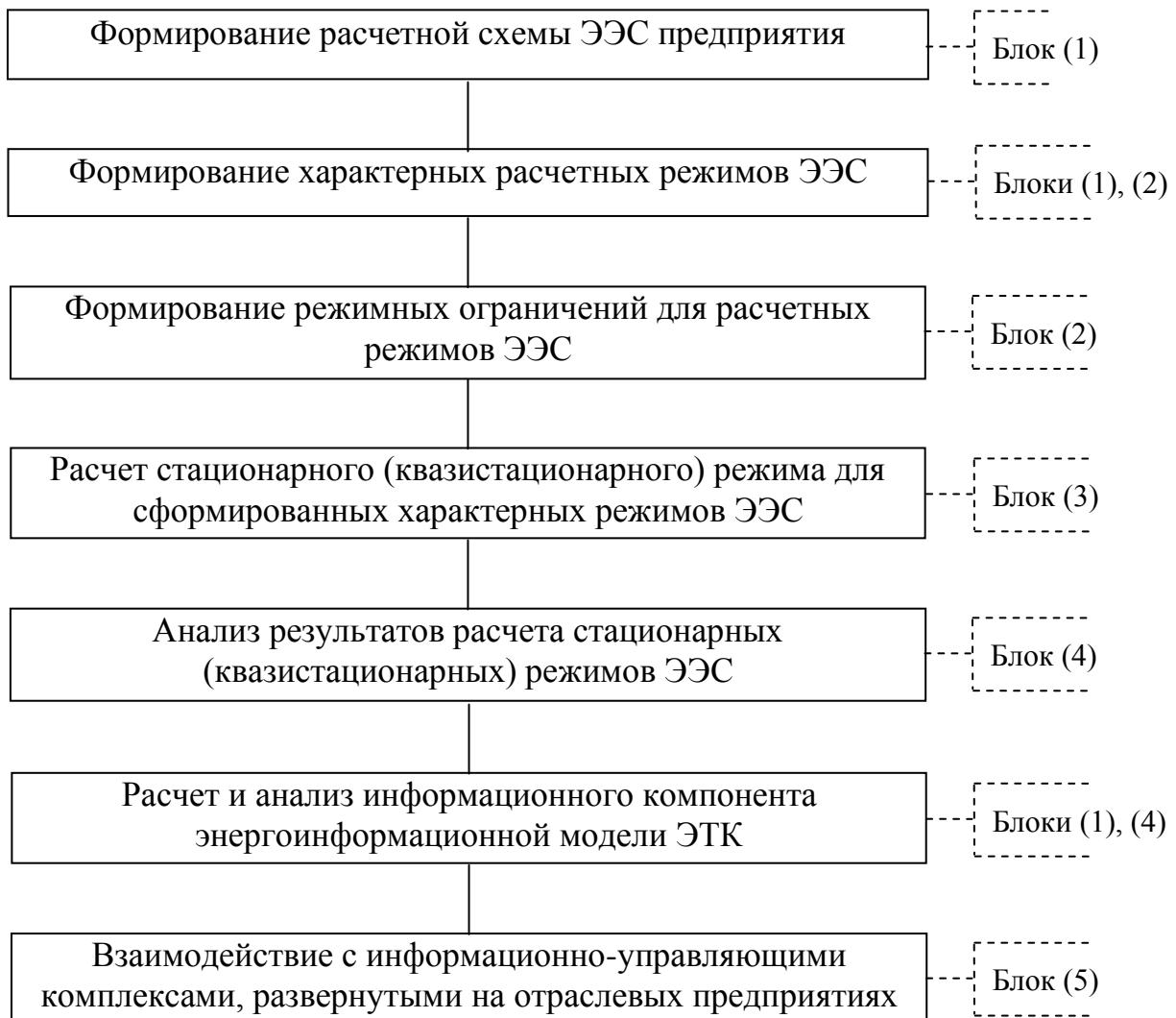


Рисунок 3.2 – Функциональная схема взаимодействия отдельных составляющих расчета энергоинформационной модели

Как уже отмечалось в п. 2.3, инициирующим расчетом энергоинформационной модели является расчет стационарных и квазистационарных режимов ЭЭС ПМСО.

3.2. Иерархическая структура массивов данных элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

3.2.1. Признаки упорядоченности элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

Для разработки информационного компонента энергоинформационной модели ЭТК применим объектно-ориентированный подход построения информационных систем на основе открытого стандарта *UML (Unified Modeling Language – унифицированный язык моделирования)* [292]. При таком подходе объектные базы данных организованы как объекты и ссылки к объектам. Объект представляет собой данные и правила, по которым осуществляются операции с этими данными. Объект включает метод, который является частью определения объекта и запоминается вместе с объектом. В объектных БД данные запоминаются как объекты, классифицированные по типам классов и организованные в иерархическое семейство классов. Таким образом, объекты принадлежат классу (множеству объектов с одинаковыми свойствами), классы организованы в иерархии [292].

Для алгоритмической и программной реализации взаимодействия элементов ЭТК в энергоинформационной модели сформирована модель иерархии элементов ЭТК, основанная на следующих признаках [132, 136, 153, 154, 161, 226, 325, 215]:

Тип оборудования – определяет принадлежность каждого отдельного элемента ЭТК к определенному классу ЭО.

Стандартный тип оборудования – позволяет дифференцировать тип ЭО посредством выделения подкласса элементов, отдельные характеристики которых идентичны.

Каждый отдельный элемент ЭТК соответствует определенному типу оборудования, но может не соответствовать ни одному из его стандартных типов.

Следовательно, необходимо выделить признак *неопределенного стандартного типа* оборудования, определяющего несоответствие элемента ЭТК ни одному из стандартных типов. В то же время (исходя из принципов построения энергоинформационной модели) необходимо выделить признак *неопределенного типа оборудования*, позволяющего выстраивать общие для всех типов оборудования наборы видов действий и типов обслуживания.

Модель иерархии элементов ЭТК представлена на рисунке 3.3.

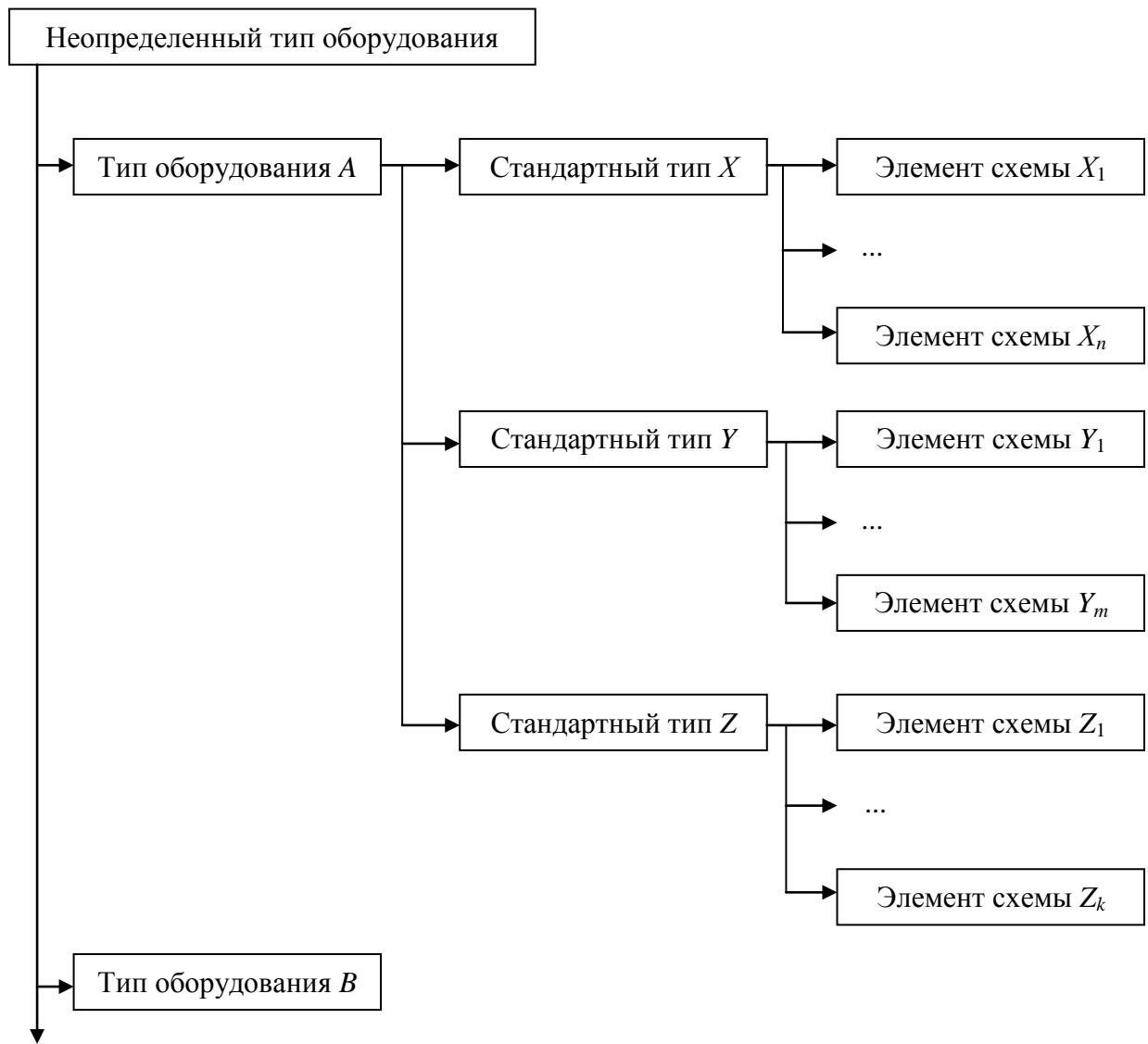


Рисунок 3.3 – Модель иерархии элементов ЭТК

На основании предложенной модели уникальная идентификация каждого отдельного элемента системы возможна на основании трех полей:

- 1) тип оборудования,
- 2) стандартный тип оборудования,
- 3) элемент схемы электроснабжения.

Каждое из этих полей может содержать соответствующий идентификатор или быть неопределенным.

Виды обслуживания и типы действий ставятся в соответствие с элементами системы как подчиненные (в классе элемента системы предусмотрены соответствующие свойства, предоставляющие быстрый доступ к этим объектам). Структура класса элемента системы представлена на рисунке 3.4.

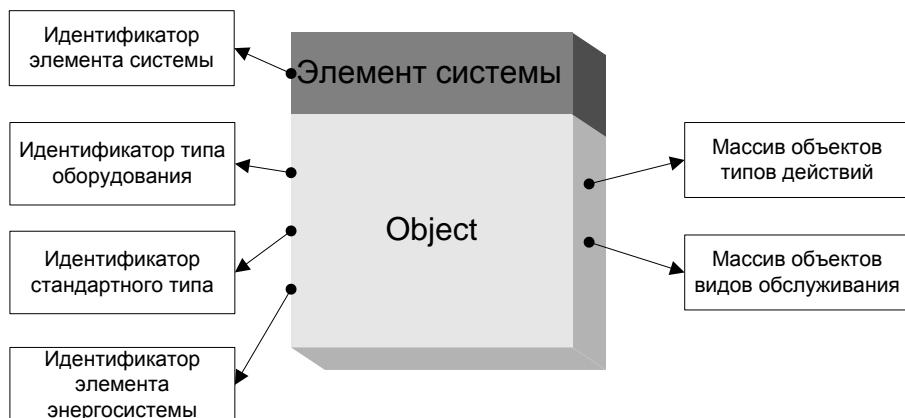


Рисунок 3.4 – Класс элемента системы

Под типом действий подразумевается конкретное мероприятие (ТОиР, испытание), свойства определяющего его класса носят описательный характер. Поля класса типа действий определены, исходя из следующих принципов:

- периодичность видов обслуживания может быть как фиксированной, так и динамической, зависящей от показателей выполнения предыдущего вида обслуживания. Для каждого типа действий предусмотрен параметр, характеризующий его успешное или неуспешное выполнение;
- все типы обслуживания могут быть разделены на два класса: ТОиР, тестирование.

Структура класса типа действий представлена на рисунке 3.5.

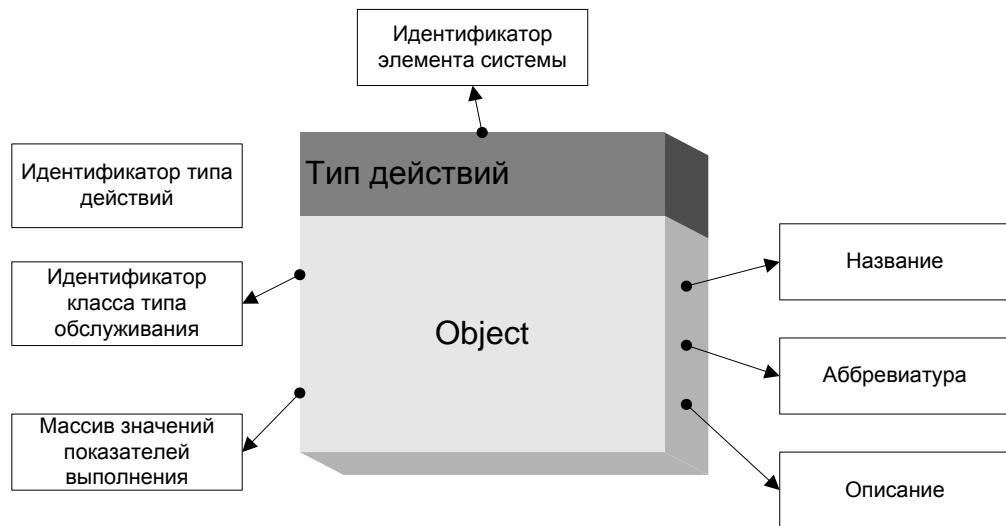


Рисунок 3.5 – Класс типа действий

Вид обслуживания представлен упорядоченным набором типов действий, определяющим проведение комплекса ТОиР для какого-либо элемента системы. Поля класса вида обслуживания определены, исходя из следующих принципов:

- комплекс типов действий в составе вида обслуживания упорядочен по определенным принципам в соответствии с классами составляющих его типов обслуживания и их показателями выполнения;
- периодичность выполнения каждого вида обслуживания может быть обусловлена фиксированным межремонтным периодом, зависимостью от другого вида обслуживания, а также сочетанием этих двух факторов. Соответственно, в классе выделено поле, идентифицирующее тип периодичности;
- при возникновении необходимости внепланового ремонта дата следующего обслуживания может быть изменена.

Структура класса вида обслуживания представлена на рисунке 3.6.

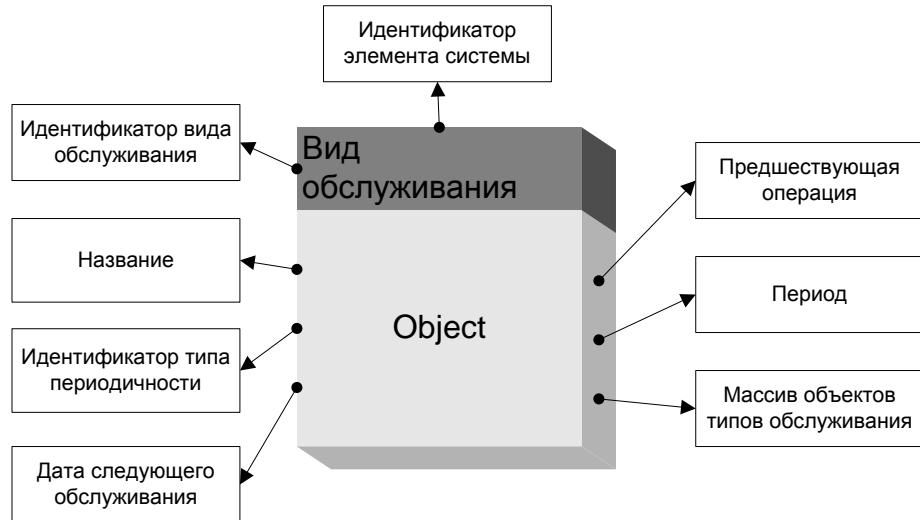


Рисунок 3.6– Класс вида обслуживания

3.2.2. Алгоритм синхронизации энергоинформационной модели с используемыми на отраслевых предприятиях информационно-аналитическими системами

В основе программной реализации так называемого «информационного компонента» модели лежит понятие *файла схемы*, содержащего БД по всему используемому в модели оборудованию, его параметрам и структуре связей. Предусмотрена интеграция разработанного программного обеспечения [193, 194, 197, 198, 203, 205, 207] с используемыми на отраслевых предприятиях корпоративными информационно-аналитическими системами.

Возможность интеграции реализована за счет механизма синхронизации с блоком (1.3) (рисунок 3.1). В основе данного механизма синхронизации лежит модель иерархии элементов ЭТК (рисунок 3.6). Для синхронизации используется набор хранимых процедур, позволяющих передать информацию по типам оборудования, стандартным типам и отдельным элементам ЭТК.

Синхронизация модели с системами производится по алгоритму, представленному на рисунке 3.7 [136].

Данный алгоритм позволяет выполнить добавление в систему объектов, определенных для текущего файла схемы. Проверка необходимости синхронизации системы выполняется при каждом открытии файла схемы.

Разработанный алгоритм синхронизации также позволяет получить информацию по элементам графика системы планово-предупредительных ремонтов (наиболее развитой из возможных стратегий «обслуживания» ЭТК на отраслевых предприятиях). Для каждого типа действий определено поле со ссылкой на элемент графика ППР, к которому он относится, и заданы показатели успешности выполнения.

Под элементом графика ППР будем понимать элемент ЭТК или систематизированный набор элементов, для которых предусмотрен общий комплекс видов обслуживания.

Для каждого элемента графика ППР может быть определено множество видов обслуживания. Для оптимизации и повышения эффективности работы системы реализована система наследования. Наследование заключается в возможности переопределения видов обслуживания, заданных для определенного элемента графика ППР, его дочерними элементами. В то же время возможность изменения параметров наследуемого объекта (вида обслуживания) возможна только для его непосредственного родителя.

Система наследования выполнена на основании таблицы перекрестных ссылок, определяющих наследование определенного идентификатором вида обслуживания каждым дочерним элементом. При отмене наследования для отдельного элемента запись соответствующей ссылки удаляется. Определение наследования происходит автоматически при создании каждого нового вида обслуживания путем перебора всего дерева наследования, начиная с текущего элемента.

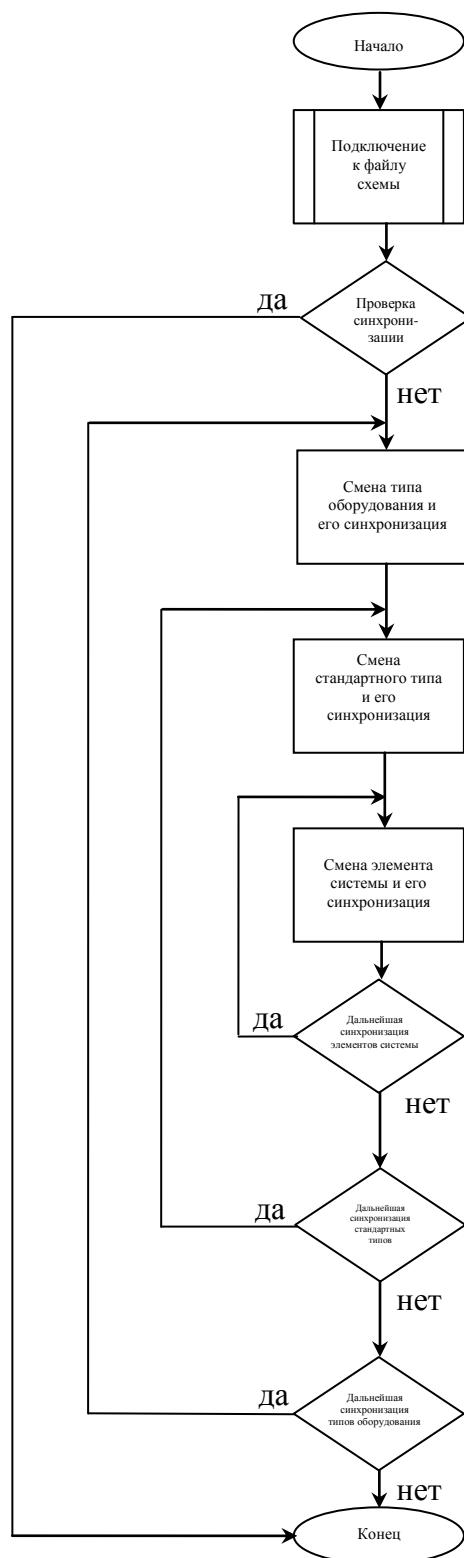


Рисунок 3.7 – Алгоритм синхронизации энергоинформационной модели с используемыми на отраслевых предприятиях информационно-аналитическими системами

3.2.3. Структура хранилища данных о техническом состоянии и обслуживании элементов электротехнических комплексов

Хранилище данных представлено пятью блоками таблиц баз данных, обеспечивающих хранение и взаимодействие следующих типов информации [136]:

- 1) оборудование ЭТК и его классификация в рамках модели иерархии;
- 2) элементы плана-графика обслуживания оборудования (элементы графика ППР) с учетом принятой иерархии;
- 3) виды обслуживания и типы действий;
- 4) история видов обслуживания;
- 5) служебная информация по системным переменным.

Структура хранилища данных приведена на рисунке 3.8 [136].

Блок (1) – таблицы данных об оборудовании ЭТК предприятия – может быть представлен как отдельным блоком таблиц, так и являться средством интеграции в используемые на предприятиях информационно-управляющие системы;

Блок (2) – таблицы данных об элементах плана-графика обслуживания оборудования – реализует иерархическую структуру элементов ЭТК, создается автоматически при синхронизации системы;

Блок (3) – таблицы данных о видах обслуживания и типах действий – выполняет хранение информации по всем типам действий и видам обслуживания ЭО;

Блок (4) – таблицы данных об истории проведения ППР – выполняет хранение журнала проведения работ по обеспечению работоспособности ЭО;

Блок (5) – таблицы системных переменных – является служебным и необходим для оптимизации работы системы и улучшения ее совместимости с информационно-управляющими системами, используемыми на отраслевых предприятиях.

Для всех полей таблиц БД использованы следующие виды ограничений:

- тип и формат поля для ввода только данных определенного типа;
- задание диапазона значений числовых полей;
- недопустимость пустого поля;
- задание списка значений;
- проверка на уникальность значения какого-либо поля или группы полей.

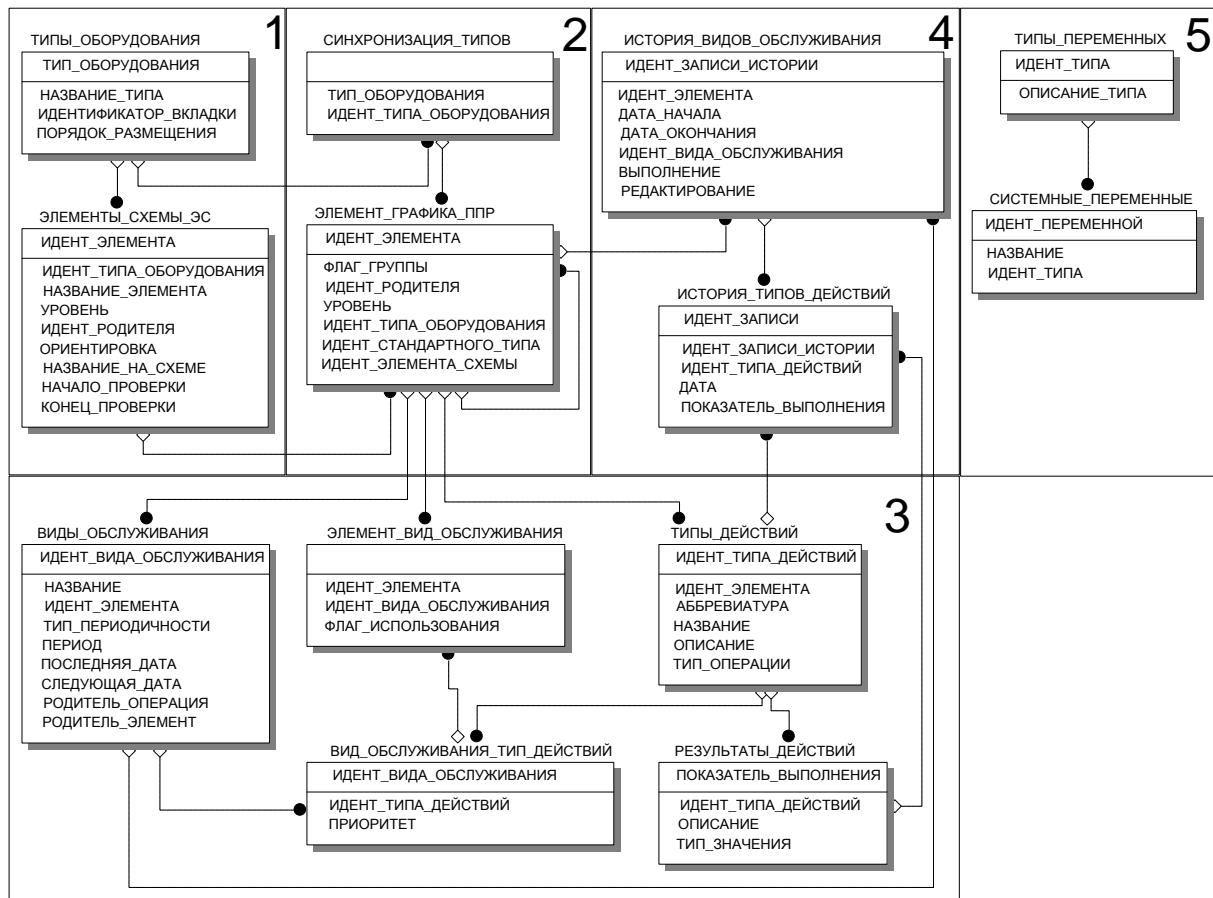


Рисунок 3.8 – Структура хранилища данных

С точки зрения взаимосвязи таблиц БД используются два типа связи: «один к одному» или «один ко многим». При связях «один ко многим» или «многие к одному» таблица с отношением «один» всегда будет родительской. Поле, по которому происходит связь в дочерней таблице, называется **внешним ключом** [292]. В качестве ключевых полей определены идентификаторы элементов ЭТК,

типов действий, видов обслуживания, записей истории, на основании которых выстроена система связей.

Ограничения для связей между таблицами:

- запрет на ввод в поле внешнего ключа связанной таблицы значения, не содержащегося в ключевом поле родительской таблицы;
- запрет на удаление записи из главной таблицы, если существуют связанные с ней записи в подчиненной таблице (предусмотрена установка внешнего ключа, поддерживающего каскадное удаление);
- запрет на изменение значения ключевого поля в главной таблице, если существуют записи, связанные с данной (предусмотрена установка внешнего ключа, поддерживающего каскадное изменение полей).

В системе все определяющие таблицы выстроены в отношении «звезда» [292] к таблице «Элементы схемы ЭС». Для дополнительных таблиц предусмотрены соответствующие внешние ключи по идентифицирующим полям.

Для избежания использования в записях таблиц идентификаторов, не заданных в рамках данной базы в качестве ключевых, но являющихся определяющими для ряда полей таблиц, в системе предусмотрен «словарь» – служебный блок таблиц, определяющий дополнительные системные переменные.

3.3. Алгоритмическое обеспечение задач технического обслуживания и ремонта элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основных этапах жизненного цикла

3.3.1. Формирование графика планово-предупредительных ремонтов электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли

Система ППР – это комплекс планируемых организационно-технических мероприятий по уходу, надзору, обслуживанию и ремонту оборудования [258].

Система ППР электротехнического оборудования предусматривает выполнение следующих работ:

- межремонтное обслуживание;
- периодические осмотры;
- периодические плановые ремонты: текущие, средние, капитальные.

ППР осуществляется по графику, разработанному на основе отраслевых нормативов [174, 175, 177, 180, 182, 191, 222, 258, и др.]:

- продолжительности ремонтного цикла;
- продолжительности межремонтных и межосмотровых циклов;
- продолжительности ремонтов;
- категорий ремонтной сложности;
- трудоемкости и материалоемкости ремонтных работ.

Ремонтный цикл – это период работы оборудования от начала ввода его в эксплуатацию до первого капитального ремонта, или период работы между двумя капитальными ремонтами [258]. Структура ремонтного цикла – это порядок чередования ремонтов и осмотров, зависящих от типа оборудования, степени его загрузки, возраста, конструктивных особенностей и условий эксплуатации [46, 258].

Алгоритмически построение графика ППР базируется на следующих принципах [46, 136, 161, 258]:

- для всех элементов ЭТК принята сквозная систематизация, в соответствии с которой составляется конечный график ППР;
- элементы графика ППР не зависят от расположения каждого отдельного элемента в схеме электроснабжения предприятия, а зависят только от их систематизации;
- для каждого элемента графика ППР может быть задан уникальный набор типов действий и видов обслуживания, в то же время может быть задан общий, в пределах одной ветви иерархии оборудования, комплекс видов обслуживания;

- техническое обслуживание отдельного элемента может производиться:
 - а) со строго заданной периодичностью;
 - б) в зависимости от показателей выполнения другого вида обслуживания данного элемента;
 - в) со строго заданной периодичностью и в зависимости от показателей выполнения другого вида обслуживания данного элемента;

– все типы действий могут быть разделены на два типа: техническое обслуживание и испытание.

Определение текущего объекта элемента графика ППР, являющегося наследником класса элемента системы, в зависимости от известных параметров выполняется одной из следующих функций:

- 1) определение текущего идентификатора элемента на основании известного идентификатора элемента схемы. Данная функция выполняет прямой запрос к БД и возвращает текущий объект элемента графика на основании полученного идентификатора;
- 2) определение текущего элемента на основании известных идентификаторов типа оборудования, стандартного типа, элемента схемы.

Алгоритм определения объекта элемента графика ППР приведен на рисунке 3.9 [136].

В процедуре создания объекта элемента графика ППР выполняются следующие функции:

- определение, на основании идентификатора элемента, перечня заданных для него типов действий;
- определение, на основании известного идентификатора элемента, перечня заданных для него видов обслуживания.

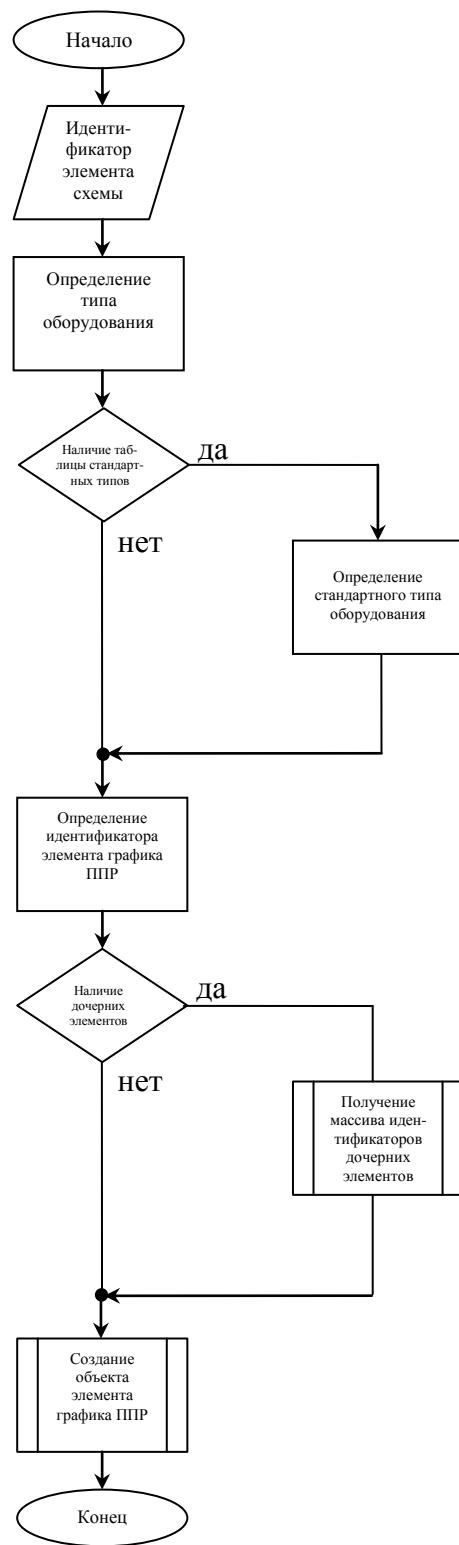


Рисунок 3.9 – Алгоритм определения объекта элемента графика ППР

3.3.2. Формирование перечня видов обслуживания, заданных для элементов электротехнического комплекса

Виды обслуживания, заданные для элемента, который является родительским по отношению к другим элементам, могут наследоваться дочерними элементами. Следовательно, при определении видов обслуживания для какого-либо элемента необходимо учитывать наследуемые им виды обслуживания.

Наследование видов обслуживания определяется соответствующей таблицей перекрестных ссылок хранилища данных.

Определение перечня видов обслуживания, включая наследуемые, для определенного элемента графика ППР происходит в соответствии с алгоритмом, показанным на рисунке 3.10 [136].

Необходимо учитывать, что в ЭТК ПМСО имеется большое число недорогих (относительно стоимости промыслового оборудования) идентичных элементов (реле, коммутационной аппаратуры, ламп освещения), вероятность отказа которых возрастает с увеличением их возраста.

Актуальным для такого класса задач является вопрос выбора стратегии групповой замены или индивидуальной замены.

1. Простейшая модель групповой замены основана на предположении, что элементы, отказывающие в интервале времени от $x \cdot t$ до $(x + 1) \cdot t$, заменяются индивидуально в момент $(x + 1) \cdot t$, а все элементы системы регулярно заменяются через промежутки времени $n \cdot t$ [6].

Данная стратегия особенно эффективна тогда, когда стоимость отдельного элемента настолько мала, что затраты на ведение учета возраста каждого элемента нельзя считать оправданными (например, при замене ламп уличного освещения основной статьей затрат являются расходы по вызову бригады электромонтеров с машиной, оборудованной подъемником [6, 220]).

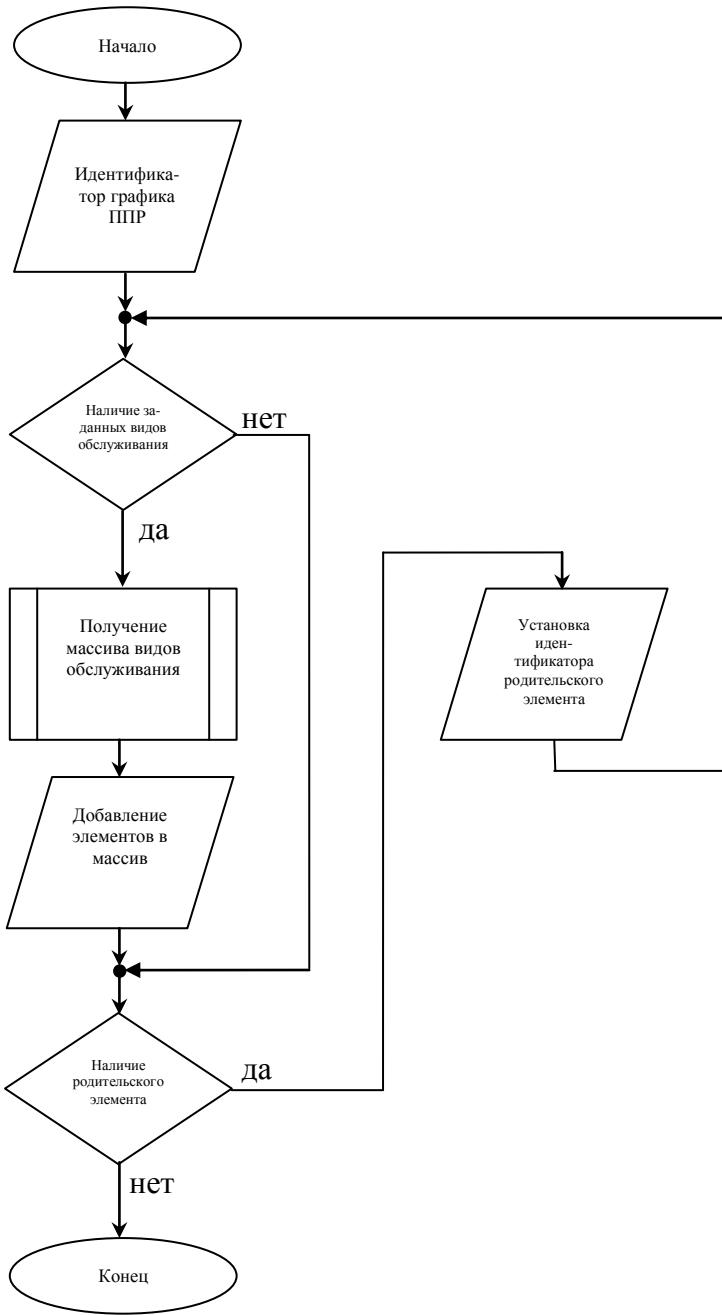


Рисунок 3.10 – Алгоритм формирования перечня видов обслуживания элементов ЭТК

Обозначим через p_x вероятность того, что элемент (из общего количества идентичных элементов, равного N) откажет в интервале от $x \cdot t$ до $(x + 1) \cdot t$, а через C_I – затраты на индивидуальную замену одного отказавшего элемента. Пусть C_G – затраты на замену одного элемента при групповой замене. В момент $n \cdot t$ заменяются все элементы. Пусть f_x – число элементов, заменяемых в момент $x \cdot t$.

Из общего числа элементов, заменяемых в момент $(x-1) \cdot t$, некоторая часть p_0 к моменту $x \cdot t$ выйдет из строя. Из числа элементов, замененных в момент $(x-2) \cdot t$, в интервале от $(x-1) \cdot t$ до $x \cdot t$ выйдет из строя часть p_1 , из числа элементов, замененных в момент $(x-3) \cdot t$, в этом интервале откажет часть p_2 и т. д. Таким образом, получаем следующие уравнения:

$$\begin{aligned} f_0 &= N, \\ f_1 &= f_0 p_0, \\ f_2 &= f_0 p_1 + f_1 p_0, \\ &\vdots \\ f_x &= f_0 p_{x-1} + f_1 p_{x-2} + \dots + f_x p_0. \end{aligned} \tag{3.1}$$

Общее число индивидуально замененных элементов определяется путем вычисления значения суммы $\sum_{x=1}^{n-1} f_i$.

Общие затраты на замену за n интервалов составляют $C_I \sum_{x=1}^{n-1} f_i + f_0 C_G$.

При таком подходе средние затраты (*average costs*) на замену оборудования на один интервал времени вычисляются как

$$AC = \frac{C_I \sum_{x=1}^{n-1} f_i + f_0 C_G}{n}. \tag{3.2}$$

В данном случае требуется выбрать значение n , минимизирующее средние затраты.

2. При индивидуальной замене средние затраты на период составляют

$$AC_1 = \frac{C_1}{t_{cp}}, \tag{3.3}$$

где t_{cp} – средний срок службы элемента.

Разработанное программное обеспечение позволяет сравнивать минимальное значение AC с AC_1 [146, 206]. Исходя из этого, предлагается решение о проведении замены электротехнического оборудования либо в стратегии групповой замены, либо в стратегии индивидуальной замены.

3.3.3. Обеспечение профилактического контроля исправности электротехнического оборудования, используемого только в аварийных ситуациях

Большинство задач профилактического обслуживания аналогично по своей структуре задачам замены, производимой с целью предупреждения отказа [6, 149, 258].

Однако применительно к ЭТК ПМСО существует класс задач, имеющих иную структуру, – задач профилактического контроля оборудования, используемого только в аварийных ситуациях. Данные задачи сводятся к определению такой частоты контроля, при которой максимизируется доля времени, приходящаяся на работоспособное состояние оборудования. Принято считать [6, 14], что:

- вероятность исправности элемента, имеющего возраст x и хранящегося от возраста 0 до x без контроля или ремонта, равна $F(x)$;
- каждый контроль осуществляется в течение интервала t_1 ;
- при обнаружении неисправностей элемент ремонтируется, на что уходит время t_2 ;
- очередной контроль исправности производится спустя время t после предшествующего контроля или окончания ремонта.

Таким образом, вероятность того, что элемент нормально функционирует в момент t , равна $F(t)$, и в этом случае он будет «не хуже нового» в момент $t + t_1$. Если элемент не работает в момент t , то он будет «не хуже нового» в момент $t + t_1 + t_2$. Среднее значение интервала времени, спустя который известно, что элемент находится в исправном состоянии, равно

$$(t + t_1)F(t) + (t + t_1 + t_2)(1 - F(t)) = t + t_1 + t_2(1 - F(t)). \quad (3.4)$$

Математическое ожидание времени, в течение которого элемент нормально функционирует, равно Θ_t :

$$\Theta_t = \sum_{x=0}^{t-1} F(x). \quad (3.5)$$

«Полезная» доля всего рассматриваемого отрезка времени равна $P(t)$,

$$P(t) = \frac{\sum_{x=0}^{t-1} F(x)}{t + t_1 + t_2(1 - F(t))} \quad (3.6)$$

Для отыскания максимума этой величины вычисляется таблица значений $P(t)$ [206].

3.3.4. Разработка модуля вывода информации

Модуль вывода информации представлен отдельным программным пакетом (*ReportUnit*) [203, 205] и реализует следующие функции:

- вывод схемы графика ППР;
- вывод графика ППР в соответствии с заданным диапазоном времени;
- расчет стоимости обслуживания ЭО.

Вывод информации осуществляется с использованием стандартного компонента библиотеки среды программирования *Delphi* типа *TWebBrowser*.

Вывод схемы графика ППР выполняется с использованием функции, возвращающей объект наследника класса, содержащего информацию по всем элементам графика ППР, для которых предусмотрены виды обслуживания, а также всю информацию по видам обслуживания этих элементов. На основании этого объекта формируется отчет, передаваемый на соответствующий графический интерфейс.

Вывод графика ППР в соответствии с заданным диапазоном времени осуществляется с использованием функции, выполняющей проверку истечения межремонтного периода для всех элементов системы в рамках заданного диапазона дат.

В ряде случаев выгоднее не выполнять ремонт ЭО, а просто полностью заменить изношенное оборудование. Часто оборудование или отдельные узлы заменяются не из-за отклонений их технических характеристик от заданных, а

вследствие того, что появляется более современное оборудование, имеющее улучшенные параметры. В реальных условиях применительно к ЭТК ПМСО эти задачи перекрываются [6, 242], и их можно рассматривать, как:

1. Задачи, связанные с работой ЭО длительного пользования, которое часто можно эксплуатировать в течение неопределенного долгого времени, но за счет неуклонно возрастающих с увеличением срока использования затрат.

В [6, 75, 169, 172–182, 222] рассматриваются постановки, при которых нужно определить, как часто выгодно заменять элементы ЭО, находящегося в эксплуатации ЭТК. При этом оперируют следующими оценками: RV – остаточная стоимость (*residual value*), OC – эксплуатационные затраты (*operational costs*), AP – амортизационные расходы (ежегодные выплаты (*annual payments*)).

Рассчитываются средние годовые затраты по каждому ЭО, исходя из оптимального срока замены, и выбирается решение с минимальными средними затратами.

При стоимости (*costs*) нового элемента ЭТК (например, трансформатора) C его остаточная стоимость в конце года n равна RV_n . Положим, что эксплуатационные затраты в n -м году составляют OC_n . При замене трансформатора в конце года x приведенные общие затраты составят:

$$C = v^x RV_x + \sum_{n=0}^{x-1} v^n OC_n, \quad (3.7)$$

где $v = (1+i)^{-1}$, i – годовая норма процента.

Дисконтированная стоимость всех выплат, производимых в течение срока службы трансформатора, эквивалентна постоянным ежегодным выплатам (*annual payments*) в размере

$$AP = \frac{\left(C - v^x RV_x + \sum_{n=0}^{x-1} v^n OC_n \right)(1-v)}{1-v^x}. \quad (3.8)$$

Для решения задачи минимизации затрат необходимо подобрать такое число лет x , чтобы

$$\frac{C - v^x RV_x + \sum_{n=0}^{x-1} v^n OC_n}{1 - v^x} \rightarrow \min . \quad (3.9)$$

2. Задачи по замене электротехнического и технологического оборудования с целью предупреждения его отказа, когда вероятность отказа возрастает с увеличением срока службы.

Пусть t – срок эксплуатации конкретного элемента ЭТК (например, погружного насоса) при замене, а Θ_t – среднее число рабочих смен, приходящееся на простой данного элемента при нефтедобыче. Обозначим через p_k вероятность того, что выход из строя данного элемента происходит при сроке эксплуатации x . Рассмотрим N новых элементов (погружных насосов). Поскольку доля p_x будет служить в течение периода x ($x < t$), а доля $p_t + p_{t+1} + p_{t+2} + \dots$ будет заменена к моменту t , получаем, что общее число «рабочих смен» равно

$$Np_1 + 2Np_2 + 3Np_3 + \dots + (t-1)Np_{t-1} + tN(p_t + p_{t+1} + \dots). \quad (3.10)$$

Разделив эту величину на число элементов N , находим средний срок службы элемента Θ_t :

$$\begin{aligned} \Theta_t = & (p_1 + p_2 + p_3 + \dots + p_t + p_{t+1} + \dots) + \\ & + (p_2 + p_3 + \dots + p_t + p_{t+1} + \dots) + \\ & + \vdots \\ & + (p_{t-1} + p_t + p_{t+1} + \dots) + \\ & + (p_t + p_{t+1} + \dots) = \\ = & P_0 + P_1 + \dots + P_{t-1} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Если C_F – потери от отказа (включая затраты на замену), а C_R – затраты на одну замену, то средние затраты (*average costs*) AC_t на рабочую смену составят:

$$AC_t = \frac{C_F - (C_F - C_R)P_{t-1}}{\Theta_t}. \quad (3.12)$$

Алгоритм формирования плана-графика проведения планово-предупредительных ремонтов электротехнического оборудования представлен на рисунке 3.11 [136].

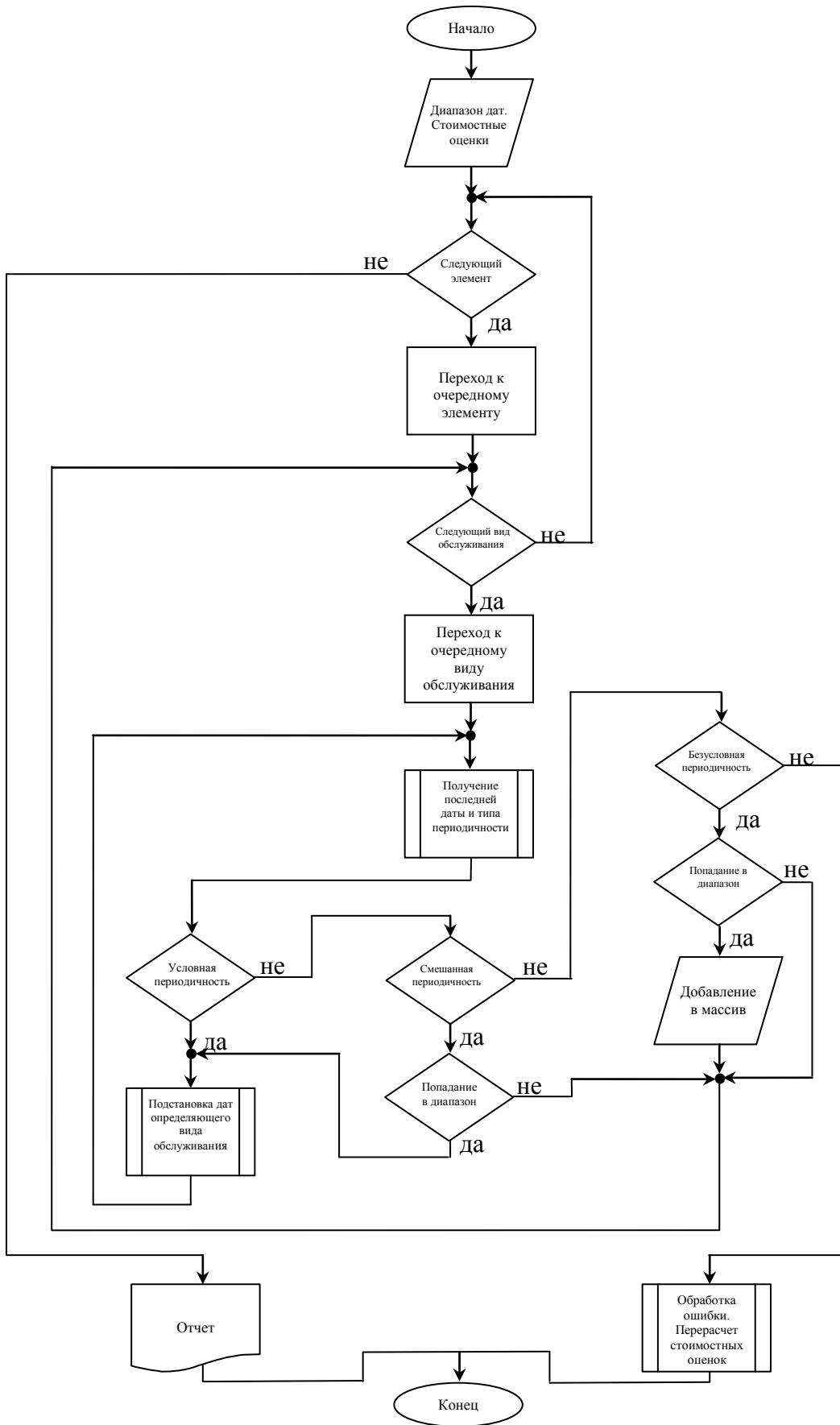


Рисунок 3.11 – Алгоритм формирования плана-графика проведения планово-предупредительных ремонтов электротехнического оборудования

3.4. Разработка моделей технологических операций для технического обслуживания и ремонта электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли

Для обеспечения вопросов замены, технического обслуживания и ремонта (и впоследствии прогнозирования технического состояния элементов ЭТК) решена задача разработки моделей технологических операций при ТОиР различных типов электротехнического оборудования ПМСО:

1. В соответствии с разработанной моделью иерархии элементов ЭТК (рисунок 3.3) электротехническое оборудование предприятия, разделенное на стандартные типы, классифицируется по однотипным группам.
2. Формируются наборы укрупненных операций по ТОиР выбранных типов оборудования с указанием принадлежности операций к капитальному, среднему или текущему ремонту.
3. В группах однотипного ЭО выбираются контрольные единицы, составляется план проведения эксперимента. Для каждой из контрольных единиц проводятся экспериментальные исследования.
4. Результаты эксперимента обрабатываются в соответствии с поправочными коэффициентами, учитывающими особенности работы ремонтных подразделений производств (доставка бригад на рабочее место, подготовка рабочего места, работа ручным инструментом и т.д.).

Для оценки полученных экспериментальных данных используются нормативные документы и специализированные справочники [45, 46, 48, 51, 52, 58, 120, 157, 159, 174, 175, 177, 180, 181, 214, 222, 255 и др.].

5. На основе экспериментальных данных для каждого типа оборудования рассчитываются суммарные нормы времени на различные виды ТОиР.
6. По каждой операции для всех типов ЭО составляется перечень запасных частей и материалов, необходимых для ее выполнения, с указанием их количества.

7. По каждой операции для всех типов ЭО составляется перечень необходимой оснастки.

8. По каждой операции для всех типов ЭО рассчитываются средние разряды работы.

Так, например, для разработки математической модели технологических операций при техническом обслуживании и ремонте асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором (КЗАД) до 1000 В для сервисных организаций, обслуживающих отраслевые предприятия Пермского края, было произведено классифицирование КЗАД на 48 подгрупп по скоростям и мощностям (таблица 3.1) [133, 305].

Таблица 3.1 – Классификация КЗАД общепромышленного исполнения до 1000 В для формирования математической модели технологических операций нормирования характеристик

Мощность, кВт	Скорость, оборотов/мин			
	750	1000	1500	3000
До 1	АД	АД	АД	АД
До 3	АД	АД	АД	АД
До 5	АД	АД	АД	АД
До 10	АД	АД	АД	АД
До 20	АД	АД	АД	АД
До 40	АД	АД	АД	АД
До 60	АД	АД	АД	АД
До 80	АД	АД	АД	АД
До 100	АД	АД	АД	АД
До 160	АД	АД	АД	АД
До 250	АД	АД	АД	АД
До 400	АД	АД	АД	АД

Сформирован и утвержден набор укрупненных технологических операций по ТОиР КЗАД с указанием принадлежности операций к виду ремонта (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Набор технологических операций для короткозамкнутых асинхронных двигателей общепромышленного исполнения до 1000 В (для видов обслуживания «ремонт»)

№	Технологическая операция	Вид ремонта		
		Капитальный	Средний	Текущий
1	Проверка технического состояния электродвигателя (корпус, заземление)			V
2	Проверка контактных соединений, изоляции и шпилек в барно			V
3	Замена смазки	V	V	V
4	Проверка обмотки статора на обрыв и замыкание мегоометром	V	V	V
5	Проверка элементов взрывозащиты	V	V	V
6	Разборка переднего подшипникового узла	V	V	
7	Разборка заднего подшипникового узла	V	V	
8	Извлечение ротора	V	V	
9	Дефектовка электродвигателя	V	V	
10	Промывка ротора, деталей и узлов	V	V	
11	Замена обмотки статора	V		
12	Ремонт ротора (напыление и токарная обработка)	V	V	
13	Ремонт подшипниковых щитов (напыление и токарная обработка)	V	V	
14	Балансировка ротора	V	V	
15	Монтаж ротора	V	V	
16	Сборка переднего подшипникового узла	V	V	
17	Сборка заднего подшипникового узла	V	V	
18	Испытание на стенде	V	V	
19	Ремонт и покраска корпуса	V	V	
20	Приемка, транспортировка на склад	V	V	
21	Демонтаж/монтаж муфты, кожуха, вентилятора	V	V	
22	Ревизия поста управления			V

Исходя из сформированной классификации, были выбраны 12 контрольных двигателей, для которых были проведены экспериментальные исследования.

Результаты эксперимента были обработаны в соответствии с поправочными коэффициентами, учитывающими особенности работы ремонтных подразделений производств (доставка бригад на рабочее место, подготовка рабочего места, работа ручным инструментом и т.д.).

Для оценки полученных экспериментальных данных использовались

вариационные ряды специализированных справочников [120, 214]. Например, в таблице 3.3 приведено сравнение суммарных норм времени на капитальный ремонт двигателей различных заводских серий.

Таблица 3.3 – Сравнение суммарных норм времени на капитальный ремонт двигателей различных заводских серий

Двигатель			Суммарная норма времени на капитальный ремонт двигателя, чел.·ч		
Марка	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Экспериментальные данные	Данные справочника [116]	Данные справочника [210]
4AMA	2.2	2860	40,16	37,68	53,10
4A	7.5	1500	57,92	57,93	59,00
BAO	17	900	94,51	91,04	71,60
BAO	250	3000	305,47	282,96	234,00

При сравнении дисперсий экспериментальных данных и данных справочников использовался F -критерий Фишера [230, 245]:

$$F = \sigma_1^2 / \sigma_2^2, \quad (3.13)$$

где σ_1^2 – большая дисперсия (при числе степеней свободы $df_1 = n_1 - 1$, где n_1 – число вариантов);

σ_2^2 – меньшая дисперсия (при числе степеней свободы $df_2 = n_2 - 1$, где n_2 – число вариантов).

При сравнении вариационных рядов экспериментальных данных и данных справочника [120] значение критерия F составило 1,84 (для уровня значимости $p \geq 0,05$); при сравнении с данными справочника [214] – 1,83 ($p \geq 0,05$). Следовательно, различие между результатами эксперимента и данными справочников можно считать несущественным.

Таким образом, при разработке математической модели технологических операций ТОиР электродвигателей за базовые значения нормируемых характеристик двигателей приняты данные, полученные в результате эксперимента (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Базовые значения норм времени на капитальный ремонт КЗАД, чел.·ч

Мощность, кВт	Скорость, оборотов/мин			
	750	1000	1500	3000
До 1			36,24	
До 3				40,16
До 5			47,85	
До 10			57,92	
До 20		94,51		
До 40	102,98			
До 60			103,75	
До 80		118,99		
До 100			130,93	
До 160	280,19			
До 250				305,47
До 400		331,13		

Далее выбираются параметр оптимизации Y (нормы времени) и два варьируемых фактора X_1 (мощность), X_2 (число оборотов в минуту). Каждый фактор принимает значения в некотором указанном диапазоне (варьируется). В результате для каждого момента моделируемого времени получается матрица, каждый элемент которой соответствует одной уникальной комбинации значений X_1 , X_2 . Геометрической интерпретацией такой таблицы является поверхность в трехмерном пространстве (рисунок 3.12).

В соответствии с разработанным алгоритмом получены нормируемые характеристики для остальных двигателей каждого из типов классификации (таблица 3.5).

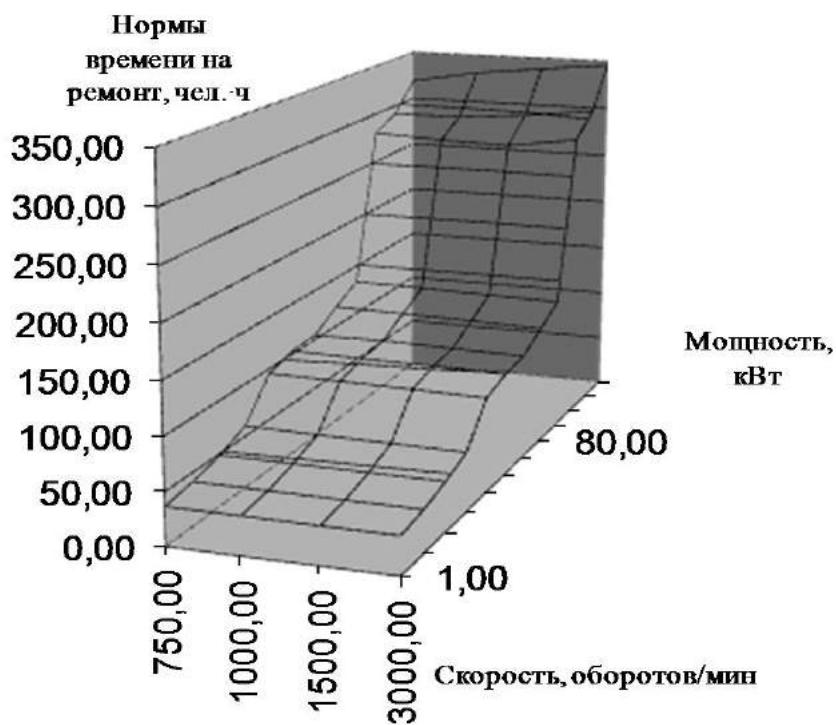


Рисунок 3.12 – Построение поверхности отклика для расчетных норм времени на ремонт КЗАД общепромышленного исполнения до 1000 В

Таблица 3.5 – Нормы времени на капитальный ремонт КЗАД общепромышленного исполнения до 1000 В, чел.·ч

Скорость, оборотов/мин Мощность, кВт	750	1000	1500	3000
До 1	36,74	36,60	36,24	35,99
До 3	41,31	40,95	40,52	40,16
До 5	48,67	48,31	47,85	47,42
До 10	59,96	58,56	57,92	57,08
До 20	95,44	94,51	93,53	92,19
До 40	102,98	101,76	100,96	99,56
До 60	104,20	105,24	103,75	102,59
До 80	120,01	118,99	117,73	115,74
До 100	133,50	132,58	130,93	129,72
До 160	280,19	276,72	275,45	285,25
До 250	291,51	292,26	297,76	305,47
До 400	319,09	331,13	338,70	345,64

Нормы времени для двигателей взрывозащищенного исполнения рассчитываются, исходя из условия 105 % от норм времени для двигателей общепромышленного исполнения (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Нормы времени на капитальный ремонт КЗАД взрывозащищенного исполнения до 1000 В, чел.·ч

Мощность, кВт	Скорость, оборотов/мин			
	750	1000	1500	3000
До 1	38,58	38,43	38,05	37,79
До 3	43,38	43,00	42,55	42,17
До 5	51,10	50,73	50,24	49,79
До 10	62,96	61,49	60,82	59,93
До 20	100,21	99,24	98,21	96,80
До 40	108,13	106,85	106,01	104,54
До 60	109,41	110,50	108,94	107,72
До 80	126,01	124,94	123,62	121,53
До 100	140,18	139,21	137,48	136,21

Нормы времени на конкретные технологические операции по каждому из рассматриваемых классов АД рассчитываются из общих норм времени на капитальный ремонт путем взятия процента, соответствующего данной операции. Проценты, соответствующие операциям, выведены из данных эксперимента.

База технологических карт (рисунок 3.1) на отраслевых предприятиях рассматривается как структурно-информационный компонент производственных информационно-аналитических систем.

Пример утвержденной и принятой к эксплуатации технологической карты по ремонту и обслуживанию асинхронного взрывозащищенного двигателя ВАО2-450ЛА-4 приведен в приложении Г.

Выводы

1. Разработаны структурная и функциональная схемы энергоинформационной модели электротехнического комплекса предприятий минерально-сырьевой отрасли.

2. Сформированы признаки упорядоченности элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли. Сформирована модель иерархии элементов ЭТК.

3. Разработан и программно реализован алгоритм синхронизации энергоинформационной модели с используемыми на отраслевых предприятиях информационно-аналитическими системами.

4. Разработана структура хранилища данных о техническом состоянии и обслуживании элементов электротехнических комплексов на основе объектно-ориентированного подхода.

5. Разработан и программно реализован алгоритм формирования перечня видов обслуживания, заданных для элементов электротехнического комплекса с учетом стратегий групповой или индивидуальной замены, а также для профилактического контроля исправности электротехнического оборудования, используемого только в аварийных ситуациях.

6. Разработан и программно реализован алгоритм формирования плана-графика проведения планово-предупредительных ремонтов электротехнического оборудования с возможностью расчета экономического обоснования стратегии замены ответственного ЭО, при которой недоиспользование срока службы элементов, замененных до момента отказа, компенсируется сокращением потерь, возникающих при отказе элемента во время эксплуатации.

7. Разработаны модели технологических операций для технического обслуживания и ремонта электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли.

Сравнение вариационных рядов экспериментальных и модельных данных и данных специализированных справочников показало их несущественное различие (значения F -критерия Фишера не превышают 1,84 (для уровня значимости $p \geq 0,05$)).

4. Методы оценки технического состояния электротехнического оборудования в задачах повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов в условиях неопределенности и неполноты информации

4.1. Исходные положения

В рамках рассматриваемых подходов к повышению эффективности функционирования электротехнических комплексов ПМСО важное место занимает создание системы информационной поддержки управления (СИПУ) ЖЦ ЭТК на основе хранилища данных о техническом состоянии элементов электротехнических комплексов, принципы построения которого рассмотрены в главе 3. При получении диагностической информации используется система комплексной оценки технического состояния электротехнического оборудования, а именно: математическая оценка рисков отказа ЭО, вероятностная оценка отказа ЭО и экспертная оценка состояния ЭО.

Рассматриваемый математический аппарат системы информационной поддержки управления ЖЦ ЭТК ПМСО ориентируется на решение следующего класса задач:

1) организационных, направленных на поддержание единой информационной системы о работоспособности ЭТК;

2) конструктивных, связанных с рациональным выбором совокупности контролируемых параметров и возможностью их автоматизированного контроля и индикации неисправностей (в том числе с возможностью оперативного анализа технического состояния ЭО в режиме «*on-line*»);

3) эксплуатационных, учитывающих квалификацию обслуживающего персонала, а также объемы и сроки проведения мероприятий по ТОиР электротехнического оборудования (преимущественно, сторонними организациями).

Как уже отмечалось в п.1.2, задача обеспечения эффективного

функционирования ЭТК является многофакторной. В состав учитываемых факторов (параметров технического состояния) должны попадать лишь те, которыми можно реально управлять или варьировать при эксплуатации на отраслевых предприятиях, в том числе в условиях неопределенности и неполноты информации.

4.2. Комплексная оценка технического состояния электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли

4.2.1. Оценка рисков отказа электротехнического оборудования

Оценка рисков отказа ЭО показывает, что в качестве риска можно определить безразмерную величину, равную весовому среднеквадратичному отклонению значений упорядоченного набора изменяющихся во времени параметров ЭО [138, 148, 149].

Обозначим через $(x_1 \dots x_n)$ значения параметров, по которым определяется текущее состояние оборудования, $(x_1^0 \dots x_n^0)$ – оптимальные (допустимые, паспортные, выбранные) значения. Тогда формула для вычисления риска имеет следующий вид:

$$R = \sqrt{\sum_{i=1}^n k_i \cdot \left(\frac{(x_i - x_i^0)^2}{x_i^0} \right)}, \quad (4.1)$$

где k_i – весовые коэффициенты,

$$k_i = a_{n-i}, i = \overline{1, n}. \quad (4.2)$$

Для этих коэффициентов должно выполняться равенство

$$\sum_{i=1}^n k_i = 1.$$

Параметры a_n вычисляются по формуле

$$a_n = \alpha \cdot r_n^\gamma, \quad (4.3)$$

где γ – параметр настройки, учитывающий различные факторы (например, может

являться значением функции отклика).

Параметр α выбираем из условия

$$\sum_{i=1}^n a_i = 1$$

по формуле

$$\alpha = \frac{1}{\sum_{i=1}^n r_i^\gamma} \quad (4.4)$$

Для этого подхода ранги вычисляются следующим способом: для n параметров проставляются ранги в порядке возрастания – ранг самого важного параметра равен единице. Таким образом, получаем $r_1 \dots r_n$ – ранги для параметров, которые подставляем в формулу (4.4), затем полученное значение α подставляем в формулу (4.3) для каждого параметра от 1 до n . Далее полученные значения $a_1 \dots a_n$ подставляем в формулу (4.2), полученные значения $k_1 \dots k_n$ – в формулу (4.1). Таким образом, получаем численное значение, характеризующее риск отказа оборудования. Если проанализировать формулу (4.1), можно определить, что значения R лежат в диапазоне $[0; 1]$.

4.2.2. Вероятностная оценка отказов

Этот метод оценки состояния применим в основном для ЛЭП (в силу специфики протяженности и территориальной распределенности объекта).

Будем рассматривать ЛЭП как последовательность звеньев – линий и опор. Эксплуатационная характеристика (ЭХ) звена – это приведённая безразмерная величина, учитывающая прочность проводов, временной фактор, эксплуатационные условия и т.д. Значение эксплуатационной характеристики идеальной (новой) ЛЭП принимается равным 1.

Тогда функция распределения всей линии будет характеризоваться уравнением,

$$F(x) = P(l < x), \quad (4.5)$$

где l – текущее значение эксплуатационной характеристики ЛЭП.

Смысл уравнения – функция распределения всей линии равна вероятности

того, что текущее значение эксплуатационной характеристики меньше заданного x .

Значение для l выбирается из следующего условия:

$$l = \min \{ l_1, l_2, \dots, l_z \}, \quad (4.6)$$

где z – количество звеньев, из которых состоит линия.

В качестве закона вероятности выбран экспоненциальный [249, 273]:

$$F(x) = \begin{cases} 1 - e^{-\alpha z(x-l)}, & x > l, \\ 0, & x \leq l, \end{cases} \quad (4.7)$$

где α – параметр настройки, равный значению функции отклика той линии, ЭХ которой минимальна.

Предполагается, что для новой линии $l = 1$, тогда $F(x) = 0$, т.е. вероятность выхода из строя линии – нулевая.

Текущее значение эксплуатационной характеристики для каждого звена ЛЭП находится по формуле

$$l_i = 1 - e^{-\gamma_i(1-T_i)^2}, \quad i = 1, \dots, z, \quad (4.8)$$

где γ – параметр настройки, учитывающий различные факторы (в качестве этого параметра можно использовать значение функции отклика);

T_i – параметр, учитывающий время эксплуатации i -го узла, вычисляемый по формуле

$$T_i = \frac{t_i}{t_{i \max}}, \quad (4.9)$$

t_i – текущее время эксплуатации узла i -го узла,

$t_{i \max}$ – максимальный срок эксплуатации i -го узла.

4.2.3. Экспертная оценка состояния электротехнического оборудования

Особенность этой оценки состояния ЭО заключается в том, что эксперт не делает замеров, а на основании интуиции и опыта определяет, насколько хорошо работает оборудование.

В этом случае каждому параметру эксперт ставит оценку от 0 до 1. Таким образом, для n параметров получаем оценки w_1, \dots, w_n . При идеальном состоянии оборудования каждому параметру соответствует 1.

Можно учесть для каждого параметра его вес. Веса так же определяет эксперта. Каждому параметру каждый эксперт присваивает оценочный ранг, который соответствует месту, занимаемому параметром в порядке убывания его важности. Наиболее важный параметр получает первое место или ранг $r = 1$. Если какие-либо два или три параметра невозможно различить по их важности, то им присваивается ранг, отвечающий среднему из суммы соответствующих мест. Сумма рангов i -го параметра определяется как

$$R_i = \sum_{d=1}^N r_{id}, \quad (4.10)$$

где i – номер параметра по перечню;

d – номер эксперта;

N – число экспертов.

Обработка матрицы рангов $[r_{id}]$ дает возможность оценить вес каждого параметра:

$$v'_i = \frac{v'_i}{\sum_{i=1}^N v'_i}, \quad (4.11)$$

где

$$v'_i = 1 - \frac{R_i}{nN} + \frac{1}{n}, \quad (4.12)$$

n – число параметров в перечне.

Общая оценка состояния ЭО вычисляется по формуле

$$S_v = \sum_{i=1}^n v_i \cdot (1 - w_i). \quad (4.13)$$

В частном случае, когда все параметры для оценки состояния ЭО равнозначны, оценка состояния вычисляется как

$$S = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (1 - w_i). \quad (4.13')$$

Значения S_v и S лежат в границах $[0;1]$.

4.2.4. Метод последовательного взвешивания

Выясним, что выберет группа экспертов, если ей предоставить возможность «получить» результат цели O_i или сумму результатов целей $O_1, O_2, O_3, \dots, O_s$ (s – количество целей). Оценки целей можно также производить путём последовательного взвешивания целей с суммой остальных, начиная с наиболее важной. Каждой цели O_i присваивается вес v_i . Таким образом, устанавливается система линейных неравенств в отношении оценок v_i по принципу предпочтения.

Если O_i предпочтительнее, чем сумма $O_1 + O_2 + \dots + O_{i-1} + O_{i+1} + \dots + O_s$ в смысле их достижения, то

$$v_i > v_1 + v_2 + \dots + v_{i-1} + v_{i+1} + \dots + v_s.$$

Если O_i менее важна, чем сумма $O_1 + O_2 + \dots + O_{i-1} + O_{i+1} + \dots + O_s$, то

$$v_i < v_1 + v_2 + \dots + v_{i-1} + v_{i+1} + \dots + v_s.$$

Если достижение O_i равноценно достижению и O_1 , и O_2, \dots , и O_s , то

$$v_i = v_1 + v_2 + \dots + v_{i-1} + v_{i+1} + \dots + v_s.$$

Таким же образом происходит сравнение цели O_{i+1} с остальными целями, и так до сравнения цели O_{s-1} с последней целью O_s .

Для каждого варианта или стратегии решений S_j , $j = 1, \dots, k$ (k – число вариантов) необходимо дать оценку его эффективности по отношению к каждой цели. Оценка e_{ji} отражает степень достижения цели O_i при осуществлении варианта j и даётся в интервале от нуля до единицы (таблица 4.1) [323].

Таблица 4.1 – Получение комплексной оценки эффективности

Варианты	Оценки важностей целей				Комплексная оценка эффективности
	v_1	v_2	...	v_s	
S_1	e_{11}	e_{12}	...	e_{1s}	E_1
S_2	e_{21}	e_{22}	...	e_{2s}	E_2
...
S_k	e_{k1}	e_{k2}	...	e_{ks}	E_k

Комплексная оценка эффективности рассчитывается с помощью средней арифметической формы:

$$E_{a,j} = \sum_{i=1}^s v_i e_{ji} \quad (4.14)$$

или средней гармонической формы:

$$E_{r,j} = \frac{1}{\left(\sum_{i=1}^s v_i / e_{ji} \right)}, \quad (4.15)$$

где j – номер варианта;

s – количество целей.

В качестве оптимального варианта принимается тот, у которого оценка общей эффективности максимальна.

При неразличимости каких-либо вариантов по комплексному критерию процедура повторяется. Если неразличимость возникла из-за большой погрешности в оценках E , меняется состав экспертов. Если неразличимость возникла из-за близких значений E у вариантов, составляется новый перечень из свойств, не учтенных при первом сравнении.

4.2.5. Дробный факторный эксперимент

Используя известный подход проведения дробного факторного эксперимента (ДФЭ) [5, 14, 184], сформируем для различных видов электротехнического оборудования функции отклика в полиномиальном виде:

$$y = \beta_0 x_0 + \sum_{i=1}^n \beta_i x_i, \quad (4.16)$$

где β_0, β_i – коэффициенты полинома,

x_0 – фиктивный параметр (фактор), $x_0 = 1$,

x_i – i -й параметр по перечню,

n – число параметров в перечне.

Применяя регулярные дробные реплики от плана полного факторного

эксперимента (ПФЭ) типа 2^{n-q} , где $q > 1$ (q – целое), запишем для k наблюдений (вариантов) ($k = 2^{n-q}$) в матричной форме систему линейных уравнений [210]:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{X} \cdot \mathbf{B}, \quad (4.17)$$

где $\mathbf{Y} = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_k \end{pmatrix}$ – вектор-столбец результатов наблюдений (номера индексов строк элементов соответствуют номерам наблюдений);

$\mathbf{X} = \begin{pmatrix} x_{01} & x_{11} & \dots & x_{n1} \\ x_{02} & x_{12} & \dots & x_{n2} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ x_{0k} & x_{1k} & \dots & x_{nk} \end{pmatrix}$ – матрица кодированных параметров (номера индексов строк элементов соответствуют номерам наблюдений, номера индексов столбцов элементов соответствуют номерам переменных);

$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} \beta_0 \\ \beta_1 \\ \vdots \\ \beta_n \end{pmatrix}$ – вектор-столбец коэффициентов полинома (номера индексов строк элементов соответствуют номерам переменных).

Соответственно, коэффициенты полинома определяются на основе выражения

$$\mathbf{B} = (\mathbf{X}^T \cdot \mathbf{X})^{-1} \cdot \mathbf{X}^T \cdot \mathbf{Y}. \quad (4.18)$$

Для матрицы плана реплики ПФЭ типа 2^{n-q} $\bar{\mathbf{D}}_{n-q}^\circ = (x_{iu})$, $i = 0, 1, \dots, n$, $u = 1, 2, \dots, k$ определим верхние и нижние уровни факторов (значений параметров) [5, 14]:

Оптимальное значение находится как среднее значение из диапазона допустимых значений ($x_{\min} \dots x_{\max}$):

$$x_{\text{cp}} = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{2}. \quad (4.19)$$

Величина отклонения определяется по формуле

$$\Delta = x_{\text{cp}} \cdot \frac{N_{\text{доп}}}{100 \%}, \quad (4.20)$$

где $N_{\text{доп}}$ – это допустимый процент, на который может отклониться величина параметра.

Нижний уровень «+1» присваивается, если параметр лежит в границах

$$x_{\text{cp}} - \Delta \leq x \leq x_{\text{cp}} + \Delta. \quad (4.21)$$

Средний уровень «0» присваивается, если

$$x_{\text{min}} \leq x \leq x_{\text{cp}} - \Delta \quad \text{или} \quad x_{\text{cp}} + \Delta \leq x \leq x_{\text{max}}. \quad (4.22)$$

Верхний уровень «-1» присваивается, если

$$x < x_{\text{min}} \quad \text{или} \quad x > x_{\text{max}}. \quad (4.23)$$

Оценки параметров $\{\beta_i\}$ определяются с помощью метода наименьших квадратов [5, 210]:

$$\hat{\beta}_0 = \frac{1}{k} \sum_{u=1}^k y_u, \quad (4.24)$$

$$\hat{\beta}_j = \frac{1}{k} \sum_{u=1}^k x_{ju} y_u, \quad (4.25)$$

где u – номер наблюдения.

Связь между линейными эффектами и эффектами взаимодействия задается с помощью определяющего контраста.

Дробный факторный эксперимент даёт возможность численно оценить степень влияния каждого фактора x на исследуемый выходной параметр y .

Отбрасывая незначимые факторы по критерию Стьюдента [14]:

$$|\hat{\beta}_j| > t_s S(\hat{\beta}_j), \quad (4.26)$$

где $S(\hat{\beta}_j)$ – ошибка в оценке коэффициента $\hat{\beta}_j$; t_s – коэффициент Стьюдента, и, проверяя адекватность уравнения регрессии по F -критерию Фишера, можно получить грубую, но количественную модель объекта, обладающую известной достоверностью (доверительная вероятность критерия Фишера) и известной точностью, задаваемой при проверке значимости.

4.3. Функции эффективности для основного электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли

Применим описанные в п.4.2 подходы для оценки технического состояния различных видов основного электротехнического оборудования, входящего в состав ЭТК предприятий минерально-сырьевой отрасли с учетом обозначенных в п.1.2 факторов в условиях неопределенности и неполноты информации.

4.3.1. Оценка технического состояния электродвигателей переменного тока

Проведенный анализ [39, 43, 97, 177, 180–182, 222, 240] показал, что на отраслевых и межотраслевых предприятиях достаточно развитыми являются системы виброконтроля и вибродиагностики основного технологического оборудования (как промыслового, так и заводского). Как правило, такие системы позволяют измерять виброперемещения, мкм или среднеквадратичные значения виброскорости, мм/сек в трех направлениях – вертикальном, поперечном и осевом. Современные системы вибродиагностики позволяют также учитывать влияние на электропривод и технологических параметров (производительность, температура, давление и т. д.).

В соответствии с [39, 43, 97, 177, 180–182, 222] целесообразным представляется характеризовать техническое состояние электродвигателей (ЭД) по формуле (4.10) экспертными оценками следующих параметров:

$$X_{\text{ЭД}} = \{x_1, \dots, x_6\}, \quad (4.27)$$

где x_1 – сопротивление изоляции обмоток,

x_2 – вибрация (вертикальное направление),

x_3 – вибрация (поперечное направление),

x_4 – вибрация (осевое направление),

x_5 – неравномерность воздушного зазора,

x_6 – величины зазоров в подшипниках скольжения.

Экспертная оценка рангов и весов параметров для ЭД приведена в таблице 4.2 (число экспертов $N = 5$). Значения весов вычисляются на основе

выражения (4.11).

Таблица 4.2 – Экспертная оценка рангов и весов параметров электродвигателей переменного тока ПМСО

Параметр	Ранг, r	Значение веса, v
x_1	1	0,286
x_2	2	0,238
x_3	3	0,190
x_4	4	0,143
x_5	5	0,095
x_6	6	0,048

Текущие значения параметров хранятся в блоке (1.9) модели электротехнического комплекса (рисунок 3.1).

Общая оценка состояния электродвигателя S_v рассчитывается в соответствии с формулой (4.13) (будем считать, что оптимальные значения, ранги и, соответственно, веса остаются такими же в различные периоды времени).

Например, для электродвигателя СТД-1600-2РУХЛ4 блочной кустовой насосной станции БКНС-0103 цеха добычи нефти и газа ЦДНГ-1 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» значения экспертных оценок w_i в моменты времени $t_1 \dots t_{12}$ представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Значения экспертных оценок технического состояния электродвигателя СТД-1600-2РУХЛ4 в различные моменты времени

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_{12}
1	2	3	4	5	6	7	8
x_1	1	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,5
x_2	1	0,8	0,5	0,5	0,4	0,4	0
x_3	1	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0
x_4	1	0,5	0,4	0,4	0,4	0	0
x_5	1	1	1	0,9	0,9	0,9	0,9
x_6	1	1	1	0,9	0,9	0,8	0,7
S_v	0	0,2427	0,3474	0,3903	0,4141	0,4761	0,7379

Значение общей оценки состояния данного электродвигателя в момент времени t_1 составило:

$$S_v(t_1) = \sum_{i=1}^6 v_i \cdot (1 - w_i) = 0,286(1 - 0,9) + 0,238(1 - 0,8) + 0,19(1 - 0,5) + 0,143(1 - 0,5) + \\ + 0,095(1 - 1) + 0,048(1 - 1) = 0,2427.$$

К моменту времени t_{12} зависимость $S_v(t)$ имела вид, представленный на рисунке 4.1.

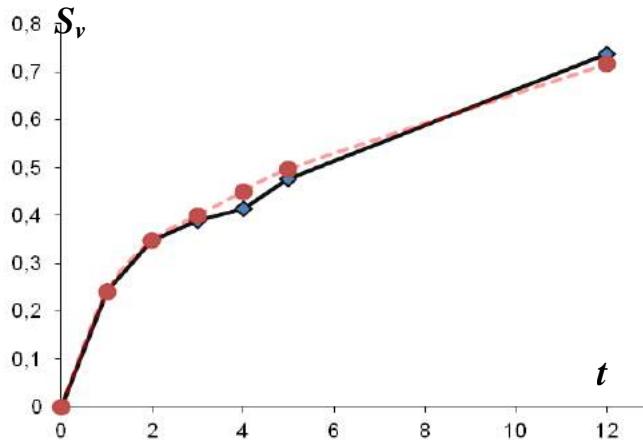


Рисунок 4.1 – Зависимость $S_v(t)$ для ЭД СТД-1600-2РУХЛ4 БКНС-0103

4.3.2. Оценка технического состояния комплектных трансформаторных подстанций

Анализ состояния вопроса показал, что техническое состояние комплектных трансформаторных подстанций (КТП) целесообразно характеризовать по формулам (4.1)–(4.4) оценкой риска отказа по следующим параметрам [9, 17, 43, 75, 80, 169, 172, 173, 176–178, 180–183, 222, 225]:

$$X_t = \{x_1, \dots, x_6\}, \quad (4.28)$$

где x_1 – уровень масла в баке;

x_2 – температура верхних слоёв масла;

x_3 – состояние индикаторного силикагеля;

x_4 – нагрев контактов;

x_5 – вибрация;

x_6 – уровень напряжения.

Анализ [64, 183] показал, что существует несколько подходов к

формированию критериев вибрации трансформаторов. Кроме того, существует достаточный развитый опыт вибрационного обследования ЭО на предприятиях [34, 211]. При вибрационном обследовании трансформаторов определяются относительные коэффициенты, характеризующие качество прессовки элементов трансформатора; интегральным параметром оценки состояния является «скорость ухудшения состояния», *o.e.*, численно равная интенсивности уменьшения обобщенного коэффициента состояния трансформатора, рассчитываемая как усредненное ухудшение коэффициента состояния трансформатора [211]. Все эти коэффициенты рассчитываются как для всего трансформатора, так и для каждой фазы и для любой контролируемой точки. Для всех коэффициентов заложен следующий качественный принцип – чем больше коэффициент отличается в меньшую сторону от единицы, тем хуже состояние. Максимальное значение коэффициента равняется единице, что соответствует идеальному состоянию данного параметра [211].

Цели проведения оценки технического состояния КТП (в соответствии с п.4.2.4):

$$O_T = \{O_1, O_2, O_3\}, \quad (4.29)$$

где O_1 – максимум надёжности,

O_2 – минимум временных затрат на замену или ремонт,

O_3 – учет ограничений из-за сезонной зависимости.

Экспертная расстановка рангов целей при оценке ТС КТП представлена в таблице 4.4 (число экспертов $N = 5$). Сумма рангов R_i вычисляется по формуле (4.10).

Таблица 4.4 – Экспертная расстановка рангов целей при оценке ТС КТП

№ эксперта	Ранги целей		
	r_1	r_2	r_3
1	1	2	3
2	1	2,5	2,5
3	1,5	2	1,5
4	1,5	1,5	2
5	1	2	3
R_i	$R_1=6$	$R_2=10$	$R_3=12$

Значения весов каждой цели при оценке ТС КТП, вычисленные по выражению (4.11), сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Экспертная оценка весов для целей при оценке ТС КТП

№	Цель	Обозначение цели	Обозначение веса	Значение веса
1	Максимум надёжности	O_1	v_1	0,4375
2	Минимум временных затрат на замену или ремонт	O_2	v_2	0,3125
3	Ограничения из-за сезонной зависимости	O_3	v_3	0,2500

Для оценивания параметров (4.28) используется в соответствии с (4.17) дробный факторный план типа 2^{6-3} ($\frac{1}{8}$ реплика от плана ПФЭ типа 2^6), задаваемый генерирующими соотношениями:

$$\begin{cases} x_4 = x_1 x_2, \\ x_5 = x_1 x_3, \\ x_6 = x_2 x_3. \end{cases} \quad (4.30)$$

Составляется матрица плана для КТП:

$$\bar{\mathbf{D}}_{6-3}^o = \begin{pmatrix} x_0 & x_1 & x_2 & x_3 & x_1 x_2 & x_1 x_3 & x_2 x_3 \\ +1 & -1 & -1 & -1 & +1 & +1 & +1 \\ +1 & +1 & -1 & -1 & -1 & -1 & +1 \\ +1 & -1 & +1 & -1 & -1 & +1 & -1 \\ +1 & +1 & +1 & -1 & +1 & -1 & -1 \\ +1 & -1 & -1 & +1 & +1 & -1 & -1 \\ +1 & +1 & -1 & +1 & -1 & +1 & -1 \\ +1 & -1 & +1 & +1 & -1 & -1 & +1 \\ +1 & +1 & +1 & +1 & +1 & +1 & +1 \end{pmatrix}. \quad (4.31)$$

Нормированные допустимые значения для факторов (параметров), определяющих ТС КТП, представлены в таблице 4.6. Качественному фактору x_3 (состояние индикаторного силикагеля) присвоены следующие значения: 1 – жёлтый цвет, 2 – синий, 3 – красный.

Оптимальные значения факторов находятся в соответствии с выражением (4.19).

Таблица 4.6 – Допустимые значения для факторов, определяющих ТС КТП

Обозначение	Фактор	Допустимые значения	Оптимальное значение
x_1	Уровень масла в баке, м	0,98–1	0,99
x_2	Температура верхних слоёв масла, °C	max. = 90	45
x_3	Состояние индикаторного силикагеля	1–3	2
x_4	Нагрев контактов, °C	max. = 90	45
x_5	Вибрация	0,5–0,7	0,6
x_6	Уровень напряжения, кВ	$U_{\text{лин}} = 0,342\text{--}0,418$	0,38

Величины отклонения от оптимального значения и границы уровней факторов определяются в соответствии с выражениями (4.20)–(4.23). Допустимый процент отклонения принимается следующий: $N_{\text{доп}} = 10\%$. Результаты сведены в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Определение диапазонов для уровней факторов, определяющих ТС КТП

Нижний уровень (-1)	Средний уровень (0)	Диапазон для верхнего уровня (+1)		Средний уровень (0)	Нижний уровень (-1)
<0,98	0,98–0,989	0,989	0,991	0,991–1	>1
<0	0–40,5	40,5	49,5	49,5–90	>90
<1	1–1,9	1,9	2,1	2,1–3	>1
<0	0–40,5	40,5	49,5	49,5–90	>90
<0,5	0,5–0,59	0,59	0,61	0,61–0,7	>0,7
<0,342	0,342–0,3762	0,3762	0,3838	0,3838–0,418	>0,418

Для целей (4.29) проводится оценка эффективности:

1. Цель O_1 . Показатель – категорийность. Факторам (параметрам) присвоены следующие категории (таблица 4.8).

Таблица 4.8 – Показатели для факторов, определяющих ТС КТП, при цели O_1

Фактор	Категория
x_1	1
x_2	2
x_3	3
x_4	2
x_5	1
x_6	2

Значения категорий для различных вариантов (наблюдений) в дробном факторном эксперименте представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Значения категорий для различных вариантов в дробном факторном эксперименте при цели O_1

№ варианта	Категория
1	1
2	1
3	1
4	1
5	1
6	2
7	1
8	0

Эффективность выполнения цели O_1 для каждого из вариантов (наблюдений) в дробном факторном эксперименте представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Значения эффективности выполнения цели O_1 для различных вариантов в дробном факторном эксперименте

Номер варианта	Эффективность
1	0,33
2	0,33
3	0,33
4	0,33
5	1
6	0,66
7	0,33
8	1

2. Цель O_2 . Показатель – время устранения неполадки или время ремонта оборудования для того или иного показателя. Время восстановления (в днях) при устраниении недопустимых значений для каждого фактора представлено в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Время восстановления при устраниении недопустимых значений для каждого фактора, определяющего ТС КТП

Фактор	Время восстановления, дни
x_1	1
x_2	2
x_3	2
x_4	5
x_5	10
x_6	1

Тогда, если предположить, что оборудование при неполадке будет исправляться одновременно, то для различных вариантов значения времени восстановления будут выглядеть следующим образом (таблица 4.12).

Таблица 4.12 – Значения времени восстановления для различных вариантов в дробном факторном эксперименте при цели O_2

Номер варианта	Время восстановления, дни
1	2
2	10
3	5
4	10
5	10
6	5
7	10
8	0

Эффективность выполнения цели O_2 для каждого из вариантов в дробном факторном эксперименте представлена в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Значения эффективности выполнения цели O_2 для различных вариантов в дробном факторном эксперименте

№ варианта	Эффективность
1	0,2
2	0
3	0,5
4	0
5	0
6	0,5
7	0
8	1

3. Цель O_3 . Показатель – наличие или отсутствие сезонной зависимости. Если имеется сезонная зависимость, то фактор имеет значение, равное 1, если нет, то фактор имеет значение, равное 0.

Анализ [177, 180–183, 222] показал следующие сезонные зависимости для факторов, определяющих ТС КТП (таблица 4.14).

Таблица 4.14 – Наличие сезонной зависимости для факторов, определяющих ТС КТП

Фактор	Зависимость
x_1	0
x_2	0
x_3	1
x_4	0
x_5	1
x_6	0

Если в варианте есть сезонно-зависимые факторы, то варианту соответствует 1, если в варианте все факторы сезонно-независимые, то – 0. Таким образом, наличие сезонной зависимости для различных вариантов в дробном факторном эксперименте представлено в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Наличие сезонной зависимости для различных вариантов в дробном факторном эксперименте при цели O_3

№ варианта	Зависимость
1	1
2	1
3	1
4	1
5	1
6	0
7	1
8	0

Для вариантов с сезонной зависимостью, равной 1, эффективность выполнения цели O_3 равна 0, а с сезонной зависимостью, равной 0, эффективность выполнения цели O_3 равна 1 (таблица 4.16).

Таблица 4.16 – Значения эффективности выполнения цели O_3 для различных вариантов в дробном факторном эксперименте

№ варианта	Эффективность
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	1
7	0
8	1

Комплексная оценка эффективности для КТП рассчитывается на основе средней арифметической формы по формуле (4.14), результаты приведены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Сводная таблица эффективности выполнения целей O_1, O_2, O_3 в дробном факторном эксперименте

№ варианта	$v_1 (0,4375)$	$v_2 (0,3125)$	$v_3 (0,2500)$	E_a
1	0,33	0,2	0	0,235105
2	0,33	0	0	0,169125
3	0,33	0,5	0	0,334075
4	0,33	0	0	0,169125
5	1,00	0	0	0,512500
6	0,66	0,5	1	0,670700
7	0,33	0	0	0,169125
8	1,00	1	1	1,000000

Коэффициенты функции отклика находятся по формулам (4.24)–(4.25):

$$\mathbf{B}_T = \begin{pmatrix} 0,407469 \\ 0,094768 \\ 0,010612 \\ 0,180612 \\ 0,071713 \\ 0,152501 \\ -0,01413 \end{pmatrix}.$$

Полагая, что ошибка в определении \mathbf{B}_T не должна превышать 5 %, при проверке коэффициентов на значимость по условию (4.26), все коэффициенты являются значимыми.

Таким образом, функция отклика для КТП имеет следующий вид:

$$Y_T(x) = 0,407469 + 0,094768x_1 + 0,010612x_2 + 0,180612x_3 + 0,071713x_4 + \\ + 0,152501x_5 - 0,01413x_6 \quad (4.32)$$

Текущие значения параметров хранятся в блоке (1.9) модели электротехнического комплекса (рисунок 3.1).

Например, для КТП-1801 (РТКН 160/6, трансформатор *TTU-AL* 100/10) подстанции Чураки 35/6 кВ ЦДНГ-10 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» значения параметров (факторов), характеризующих ТС, в различные моменты времени (2004–2005 гг.) [109, 145, 213] представлены в таблице 4.18.

Таблица 4.18 – Значения параметров, характеризующих ТС КТП-1801, в различные моменты времени

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_{12}
x_1	0,99	0,9902	0,9904	0,9906	0,9908	0,992	0,9912
x_2	45	47	49	49	53	55	57
x_3	2	2,05	2,1	2,2	2,4	2,6	3,1
x_4	45	46	50	54	58	62	92
x_5	0,6	0,605	0,607	0,609	0,611	0,613	0,72
x_6	0,38	0,381	0,382	0,382	0,382	0,383	0,418

В соответствии с таблицей 4.6 указанным значениям соответствуют следующие уровни (таблица 4.19).

Таблица 4.19 – Присвоение уровней значениям параметров (факторов), характеризующих ТС КТП-1801

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_{12}
x_1	1	1	1	1	1	0	0
x_2	1	1	1	1	0	0	0
x_3	1	1	0	0	0	0	-1
x_4	1	1	1	0	0	0	-1
x_5	1	1	1	1	0	0	-1
x_6	1	1	1	1	1	1	0

При подстановке данных из таблицы 4.19 в выражение (4.32) имеем следующие значения функции отклика (таблица 4.20).

Таблица 4.20 – Значения функции отклика в различные моменты времени для КТП-1801

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_{12}
Y_T	1	0,903545	0,722933	0,65122	0,488107	0,393339	0,002643

В соответствии с формулами (4.1)–(4.4), находятся необходимые параметры для расчёта риска отказов работы КТП (таблицы 4.21–4.22).

Таблица 4.21 – Значения рангов для параметров, характеризующих ТС КТП

Параметр	Значения параметра в моменты времени					
	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6
Ранг, r_i	1	2	3	4	5	6

Таким образом, параметр x_1 – самый «важный», параметр x_6 – наименее «важный».

Таблица 4.22 – Параметры для расчета риска отказов работы КТП-1801 в различные моменты времени

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_{12}
α	0,04761905	0,05435625	0,06924796	0,07606847	0,09371205	0,10542082	0,16618413
a_1	0,04761905	0,05435625	0,06924796	0,07606847	0,09371205	0,10542082	0,16618413
a_2	0,0952381	0,1016819	0,11429612	0,11946521	0,13144083	0,13846284	0,16648885
a_3	0,14285714	0,14667296	0,15322643	0,15556633	0,16020707	0,16240403	0,16666737
a_4	0,19047619	0,19021196	0,18864966	0,1876196	0,18435935	0,18186121	0,16679414
a_5	0,23809524	0,23270214	0,22167436	0,21696413	0,20557373	0,19854482	0,16689254
a_6	0,28571429	0,27437478	0,25290546	0,24431625	0,22470696	0,21330628	0,16697298
k_1	0,28571429	0,27437478	0,25290546	0,24431625	0,22470696	0,21330628	0,16697298
k_2	0,23809524	0,23270214	0,22167436	0,21696413	0,20557373	0,19854482	0,16689254
k_3	0,19047619	0,19021196	0,18864966	0,1876196	0,18435935	0,18186121	0,16679414
k_4	0,14285714	0,14667296	0,15322643	0,15556633	0,16020707	0,16240403	0,16666737
k_5	0,0952381	0,1016819	0,11429612	0,11946521	0,13144083	0,13846284	0,16648885
k_6	0,04761905	0,05435625	0,06924796	0,07606847	0,09371205	0,10542082	0,16618413

Подставляя необходимые данные из таблиц 4.6, 4.18 и 4.22 в формулу (4.1), находим следующие значения риска отказов работы КТП-1801 (таблица 4.23, рисунок 4.2).

Таблица 4.23 – Значение рисков отказа работы КТП-1801 в различные моменты времени

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_{12}
Риск R	0	0,02554819	0,06694096	0,10394137	0,1683401	0,22460632	0,50254969

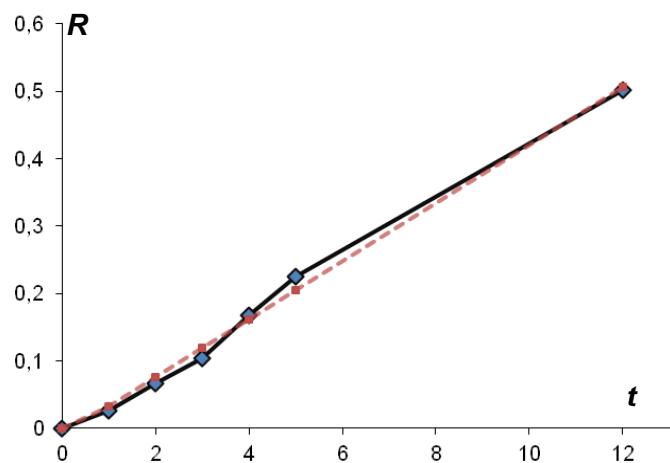


Рисунок 4.2 – Значения рисков отказа работы КТП-1801 в различные моменты времени

Увеличение риска отказа работы данной КТП в момент времени t_{12} связано с выявленной необходимостью ремонта контакта (рисунок 4.3) [145].

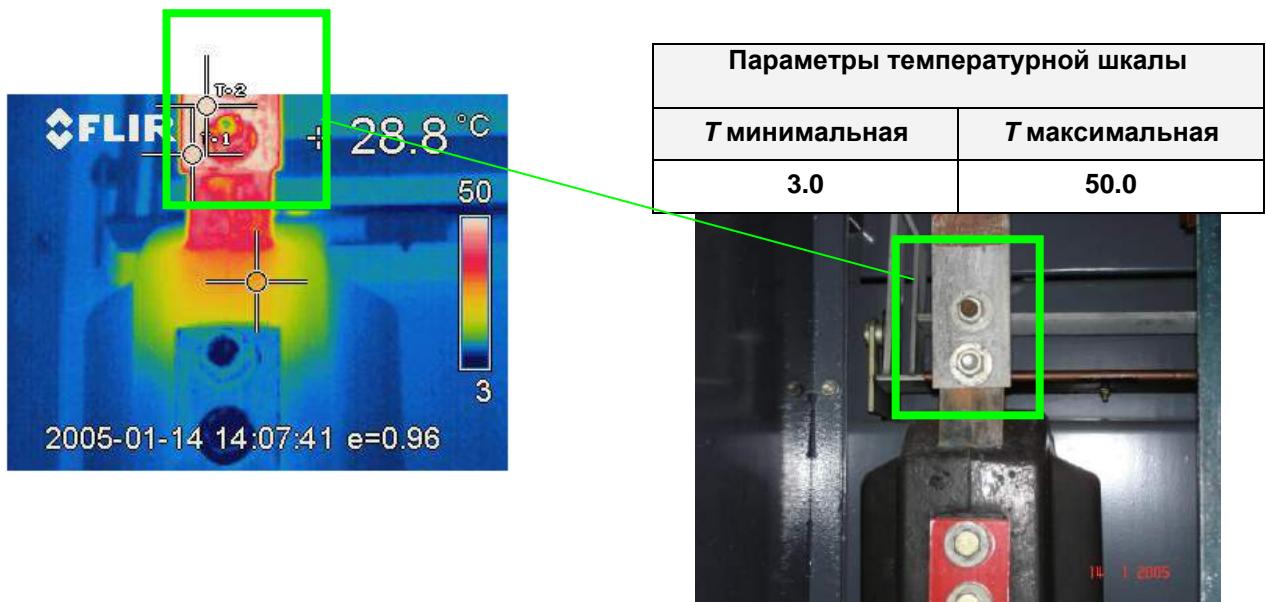


Рисунок 4.3 – Неисправный проходной контакт КТП-1801

4.3.3. Оценка технического состояния линий электропередачи

Техническое состояние ЛЭП целесообразно характеризовать вероятностной оценкой отказа по формулам (4.5)–(4.9) [130, 149].

4.3.3.1. Оценка технического состояния воздушных линий электропередачи

Проведенный анализ [43, 157–159, 169, 174, 175, 177, 180, 182, 191, 215, 222] показал, что техническое состояние воздушных линий (ВЛ) электропередачи целесообразно характеризовать следующими параметрами:

$$X_{\text{ВЛ}} = \{x_1, \dots, x_4\}, \quad (4.33)$$

где x_1 – смещение опоры от вертикальной оси вдоль ВЛ;

x_2 – смещение опоры от вертикальной оси поперек ВЛ;

x_3 – коэффициент дефектности ВЛ;

x_4 – избыточная температура.

Цели проведения оценки технического состояния ВЛ:

$$O_{\text{ВЛ}} = \{O_1, O_2\}, \quad (4.34)$$

где O_1 – максимум надёжности;

O_2 – минимум временных затрат на замену или ремонт.

Экспертная расстановка рангов целей при оценке технического состояния воздушных линий представлена в таблице 4.24 (число экспертов $N = 5$).

Таблица 4.24 – Экспертная расстановка рангов целей при оценке ТС ВЛ

№ эксперта	Ранги целей	
	r_1	r_2
1	1	2
2	2	1
3	1	2
4	2	1
5	1	2
R_i	$R_1=7$	$R_2=8$

Значения весов каждой цели при оценке ТС ВЛ, вычисленные по выражению (4.11), сведены в таблицу 4.25.

Таблица 4.25 – Экспертная оценка весов для целей при оценке ТС ВЛ

№	Цель	Обозначение цели	Обозначение веса	Значение веса
1	Максимум надёжности	O_1	v_1	0,53
2	Минимум временных затрат на замену или ремонт	O_2	v_2	0,47

Для оценивания параметров (4.33) используется в соответствии с (4.17) дробный факторный план типа 2^{4-1} (полуреплика от плана ПФЭ типа 2^4), задаваемый генерирующим соотношением

$$x_4 = x_1 x_2. \quad (4.35)$$

Составляется матрица плана для ВЛ:

$$\bar{\mathbf{D}}_{4-1}^{\circ} = \begin{pmatrix} x_0 & x_1 & x_2 & x_3 & x_1x_2 \\ +1 & -1 & -1 & -1 & +1 \\ +1 & +1 & -1 & -1 & -1 \\ +1 & -1 & +1 & -1 & -1 \\ +1 & +1 & +1 & -1 & +1 \\ +1 & -1 & -1 & +1 & +1 \\ +1 & +1 & -1 & +1 & -1 \\ +1 & -1 & +1 & +1 & -1 \\ +1 & +1 & +1 & +1 & +1 \end{pmatrix}. \quad (4.36)$$

Нормированные допустимые значения для факторов, характеризующих ТС ВЛ, представлены в таблице 4.26 (для ВЛ 35-750 кВ с железобетонными одностоечными опорами и длиной пролета до 200 м).

Оптимальные значения факторов находим в соответствии с выражением (4.19).

Таблица 4.26 – Допустимые значения для факторов, характеризующих ТС ВЛ

Обозначение	Фактор	Допустимые значения	Оптимальное значение
x_1	Смещение опоры от вертикальной оси вдоль ВЛ	1:150 – 1:75	112,5
x_2	Смещение опоры от вертикальной оси поперек ВЛ	1:150 – 1:75	112,5
x_3	Коэффициент дефектности ВЛ	1,2–1,5	1,35
x_4	Избыточная температура, °C	5–10	7,5

Величины отклонения от оптимального значения и границы уровней факторов определяются в соответствии с выражениями (4.20)–(4.23). Допустимый процент отклонения принимается следующий: $N_{\text{доп}} = 10\%$. Результаты сведены в таблицу 4.27.

Таблица 4.27 – Формирование диапазонов для уровней факторов, определяющих ТС ВЛ

Нижний уровень (-1)	Средний уровень (0)	Диапазон для верхнего уровня (+1)	Средний уровень (0)	Нижний уровень (-1)
>150	150–116,25	116,25	108,75	108,75–75
>150	150–116,25	116,25	108,75	108,75–75
<1,2	1,2–1,335	1,335	1,365	1,365–1,5
<5	5–7,25	7,25	7,75	7,75–10

Для целей (4.34) проводится оценка эффективности:

1. Цель O_1 . Показатель – категорийность. Факторам (параметрам) присвоены следующие категории (таблица 4.28).

Таблица 4.28 – Показатели для факторов, определяющих ТС ВЛ, при цели O_1

Фактор	Категория
x_1	2
x_2	2
x_3	2
x_4	1

Значения категорий для различных вариантов (наблюдений) в дробном факторном эксперименте представлены в таблице 4.29.

Таблица 4.29 – Значения категорий для различных вариантов в дробном факторном эксперименте при цели O_1

№ варианта	Категория
1	2
2	1
3	1
4	2
5	2
6	1
7	1
8	0

Эффективность выполнения цели O_1 для каждого из вариантов в дробном факторном эксперименте представлена в таблице 4.30.

Таблица 4.30 – Значения эффективности выполнения цели O_1 для различных вариантов в дробном факторном эксперименте

Номер варианта	Эффективность
1	0,5
2	0
3	0
4	0,5
5	0,5
6	0
7	0
8	1

2. Цель O_2 . Показатель – время устранения неполадки или ремонта оборудования для того или иного показателя. Время восстановления (в днях) при устранении недопустимых значений для каждого фактора представлено в таблице 4.31.

Таблица 4.31 – Время восстановления при устранении недопустимых значений для каждого фактора, определяющего ТС ВЛ

№ фактора	Время восстановления, дни
x_1	5
x_2	5
x_3	20
x_4	10

Тогда, если предположить, что оборудование при неполадке будет исправляться одновременно, то для различных вариантов времени восстановления будут выглядеть следующим образом (таблица 4.32).

Таблица 4.32 – Значения времени восстановления для различных вариантов в дробном факторном эксперименте при цели O_2

Номер варианта	Время восстановления, дни
1	20
2	20
3	20
4	20
5	5
6	10
7	10
8	0

Эффективность выполнения цели O_2 для каждого из вариантов в дробном факторном эксперименте представлена в таблице 4.33.

Таблица 4.33 – Значения эффективности выполнения цели O_2 для различных вариантов в дробном факторном эксперименте

Номер варианта	Эффективность
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0,25
6	0,5
7	0,5
8	1

Комплексная оценка эффективности для ВЛ рассчитывается на основе средней арифметической формы по формуле (4.14), результаты приведены в таблице 4.34.

Таблица 4.34 – Сводная таблица эффективности выполнения целей O_1 и O_2 в дробном факторном эксперименте

№ варианта	$v_1 (0,53)$	$v_2 (0,47)$	E_a
1	0,5	0	0,265
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0,5	0	0,265
5	0,5	0,25	0,3825
6	0	0,5	0,235
7	0	0,5	0,235
8	1	1	1

Коэффициенты функции отклика находим по формулам (4.24)–(4.25):

$$\mathbf{B}_{\text{вл}} = \begin{pmatrix} 0,2978 \\ 0,0772 \\ 0,0772 \\ 0,1653 \\ 0,2391 \end{pmatrix}.$$

Таким образом, функция отклика для ВЛ имеет вид

$$Y_{\text{вл}}(x) = 0,2978 + 0,0772x_1 + 0,0772x_2 + 0,1653x_3 + 0,2391x_4. \quad (4.37)$$

Текущие значения параметров хранятся в блоке (1.9) модели электротехнического комплекса (рисунок 3.1).

Значения эксплуатационных характеристик l каждого узла воздушной линии находим подстановкой полученных значений функции отклика в формулу (4.8). Наименьшее из полученных значений эксплуатационных характеристик узлов подставляется в формулу (4.7).

Задавая необходимый уровень эксплуатационной характеристики, оператор вычисляет вероятность отказа всей линии электропередачи в различные периоды времени.

Например, для ВЛ АС-95 (напряжением 35 кВ, сечением 95 мм) протяженностью 11,5 км «ЦДНС-Разведка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» значения параметров (факторов), характеризующих ТС, в различные моменты времени (2004–2005 гг.) [77, 109] представлены в таблице 4.35.

Таблица 4.35 – Значения параметров, характеризующих ТС воздушной линии АС-95 «ЦДНС-Разведка» в различные моменты времени

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_{12}
x_1	112,5	115	120	125	130	135	145
x_2	112,5	112	125	140	150	160	160
x_3	1,35	1,4	1,48	1,6	1,6	1,6	1,65
x_4	7,5	8,3	8,5	8,5	9	10	10

В соответствии с таблицей 4.27 указанным значениям соответствуют следующие уровни факторов (таблица 4.36).

Таблица 4.36 – Присвоение уровней значениям параметров (факторов), характеризующих ТС воздушной линии АС-95 «ЦДНС-Разведка»

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_{12}
x_1	1	1	0	0	0	0	0
x_2	1	1	0	0	0	-1	-1
x_3	1	0	0	-1	-1	-1	-1
x_4	1	0	0	0	0	0	0

Расчет значений функции отклика $Y_{\text{ВЛ}}(x)$ ВЛ АС-95 «ЦДНС-Разведка» в моменты времени $t_1 \dots t_{12}$ производится по выражению (4.37) на основе данных

таблицы 4.35. Далее по формуле (4.8) рассчитывается эксплуатационная характеристика l ВЛ. Результаты сведены в таблицу 4.37.

Таблица 4.37 – Значения функции отклика и эксплуатационной характеристики воздушной линии АС-95 «ЦДНС-Разведка» в различные моменты времени

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_{12}
$Y_{\text{вл}}$	1	0,4522	0,2978	0,1325	0,1325	0,0553	0,0553
l	1	0,335095	0,21433	0,091292	0,081304	0,030627	0,008809

В соответствии с формулами (4.3)–(4.4) рассчитываются значения параметра α и рангов r .

Будем считать, что все узлы, из которых состоит воздушная линия, являются перво- и второстепенными, т.е. ранги для них будут следующими (таблица 4.38).

Таблица 4.38 – Расстановка рангов для узлов воздушной линии АС-95 «ЦДНС-Разведка»

Номер узла (участка линии, опоры)	1-10	11-20
Значение ранга r	1	2

При подстановке в формулу (4.4) данных из таблиц 4.37 и 4.38 находим следующие значения параметра α (таблица 4.39).

Таблица 4.39 – Значения параметра α в различные моменты времени для воздушной линии АС-95 «ЦДНС-Разведка»

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_{12}
α	0,02777778	0,039117	0,042698	0,046693	0,046693	0,048609	0,048609

Тогда для задаваемых эксплуатационных характеристик получаем следующие значения вероятности отказа воздушной линии (таблица 4.40).

Таблица 4.40 – Вероятности отказа воздушной линии АС-95 «ЦДНС-Разведка» в различные моменты времени

Уровень ЭХ, x	Значения вероятности отказа в моменты времени						
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_{12}
0,1	0	0	0	0,008099	0,017308	0,065219	0,084839
0,2	0	0	0	0,096536	0,104923	0,15182	0,169622
0,3	0	0	0,070548	0,177087	0,184727	0,230397	0,24655
0,4	0	0,04951	0,146625	0,250456	0,257415	0,301695	0,316352
0,5	0	0,121036	0,216476	0,317285	0,323623	0,366388	0,379687
0,6	0	0,187179	0,280609	0,378154	0,383927	0,425088	0,437154
0,7	0	0,248345	0,339493	0,433597	0,438855	0,478349	0,489297
0,8	0	0,304908	0,393556	0,484097	0,488886	0,526676	0,53661
0,9	0	0,357214	0,443195	0,530094	0,534456	0,570526	0,57954
1	0	0,405585	0,488771	0,57199	0,575963	0,610314	0,618492

Динамика изменений значений вероятности отказов $F(x)$ воздушной линии АС-95 «ЦДНС-Разведка» для различных уровней эксплуатационных характеристик x представлена на рисунке 4.4 (при рассмотрении участка с числом узлов $z = 20$).

Зависимости изменения вероятности отказов при рассмотрении участка с меньшим ($z = 5$) и большим количеством ($z = 100$) узлов, рассчитанные аналогичным способом, приведены на рисунках 4.5 и 4.6.

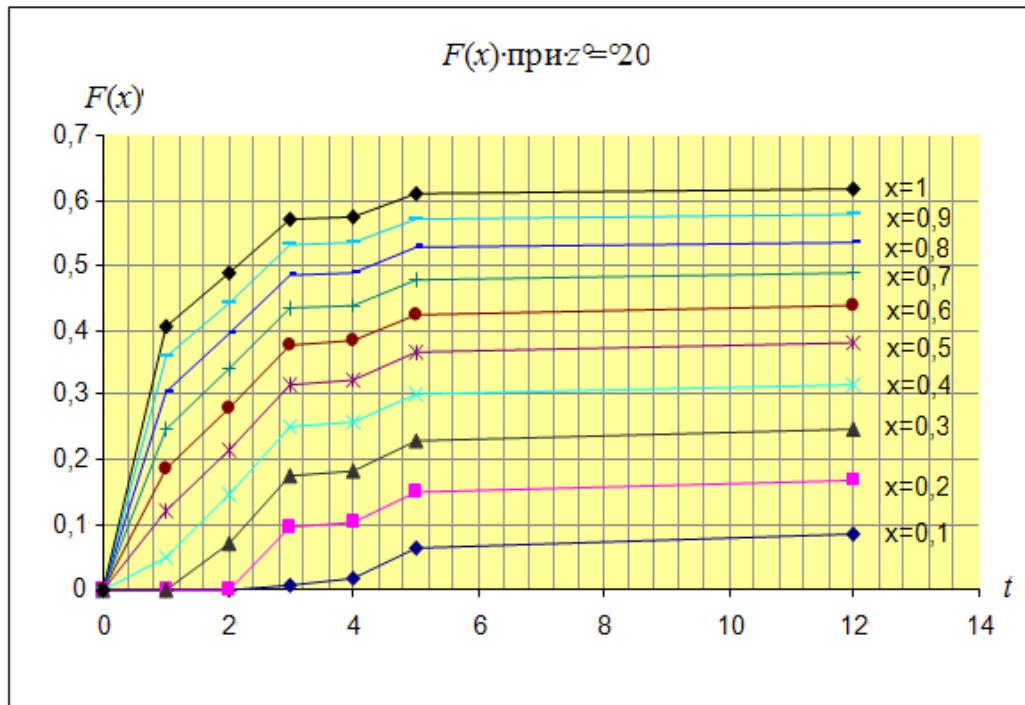


Рисунок 4.4 – Значения вероятности отказов $F(x)$ воздушной линии АС-95 «ЦДНС-Разведка» при рассмотрении участка с числом узлов $z = 20$

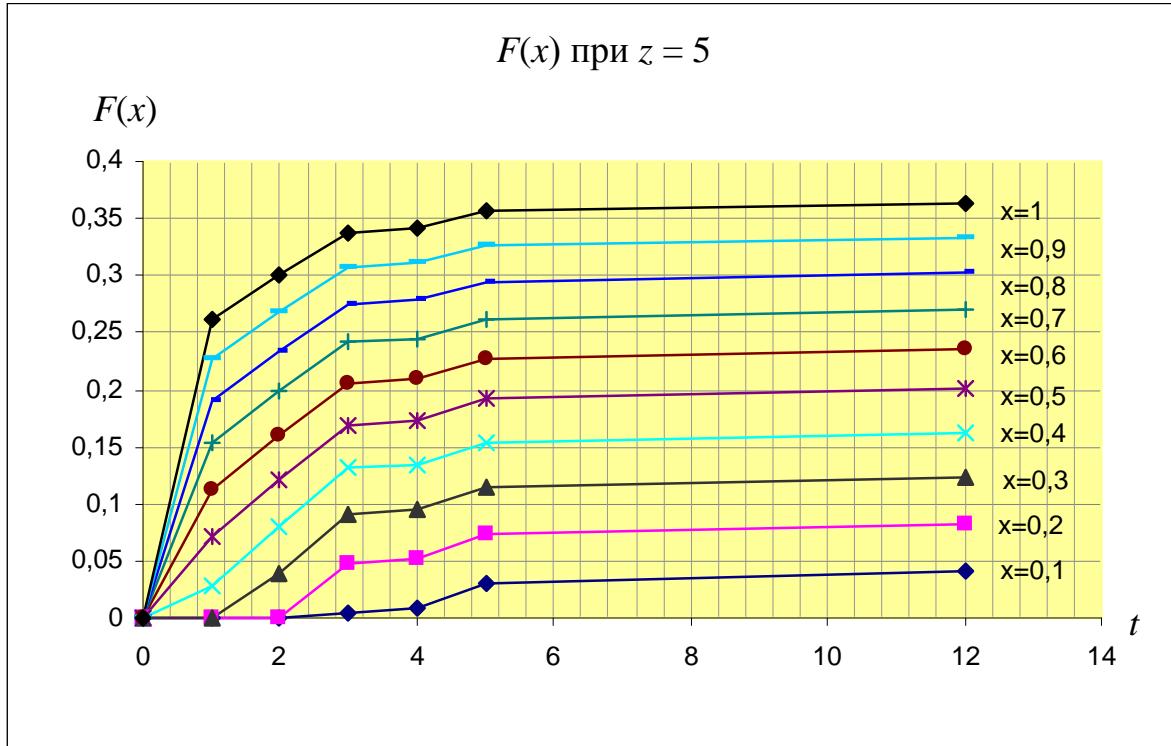


Рисунок 4.5 – Значения вероятности отказов $F(x)$ воздушной линии АС-95 «ЦДНС-Разведка» при рассмотрении участка с числом узлов $z = 5$

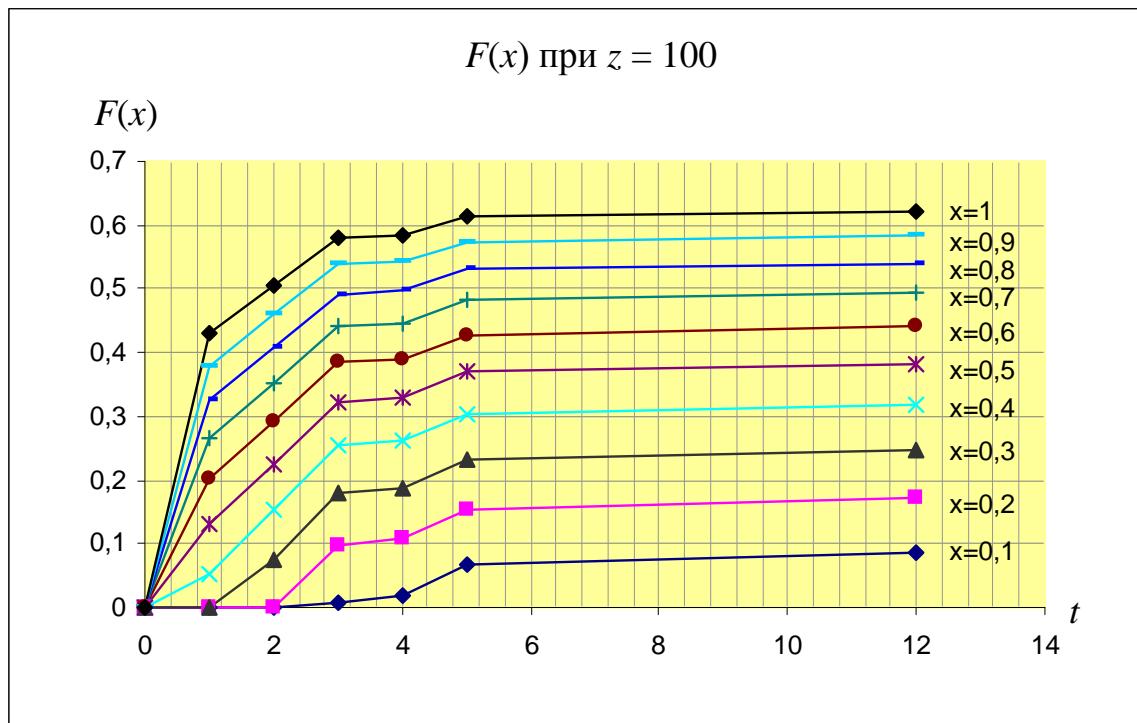


Рисунок 4.6 – Значения вероятности отказов $F(x)$ воздушной линии АС-95 «ЦДНС-Разведка» при рассмотрении участка с числом узлов $z = 100$

4.3.3.2. Оценка технического состояния кабельных линий электропередачи напряжением 20-35 кВ

В процессе эксплуатации кабельных линий (КЛ) электропередачи должны проводиться систематический контроль за нагрузками и допустимыми напряжениями КЛ, контроль за состоянием металлических оболочек кабелей и измерение бегущих токов в целях предотвращения коррозионного разрушения кабелей, надзор за состоянием трасс, кабельных линий и арматуры, а также за работами, производимыми на трассах кабельных линий [157].

Как правило, отраслевые системы ППР полностью охватывают указанные мероприятия по обслуживанию КЛ, как в силу строгой регламентации объемов, норм и периодичности проведения профилактических испытаний КЛ [177], так и в силу «ответственности» электропотребителей, запитанных КЛ, и большей «доступности» КЛ и мероприятий по их обслуживанию для персонала энергетических подразделений.

Особое внимание следует уделять кабельным линиям 20-35 кВ, где необходимо производить также контроль степени осушения вертикальных участков и их своевременную замену [157].

Проведенный анализ [43, 82, 157, 159, 177, 180–182, 222] показал, что техническое состояние кабельных линий (КЛ) электропередачи напряжением 20-35 кВ целесообразно характеризовать следующими параметрами:

$$X_{\text{КЛ}} = \{x_1, x_2, x_3\}, \quad (4.38)$$

где x_1 – электрическая рабочая емкость кабеля;

x_2 – нагрев металлических оболочек в разных точках вертикального участка линии;

x_3 – ток утечки.

Цели проведения оценки технического состояния КЛ:

$$O_{\text{КЛ}} = \{O_1, O_2\}, \quad (4.39)$$

где O_1 – максимум надёжности;

O_2 – минимум временных затрат на замену или ремонт.

Экспертная расстановка рангов целей при оценке технического состояния кабельных линий представлена в таблице 4.41 (число экспертов $N = 5$).

Таблица 4.41 – Экспертная расстановка рангов целей при оценке ТС КЛ

№ эксперта	Ранги целей	
	r_1	r_2
1	1	2
2	1	2
3	1	2
4	1	2
5	1	2
R_i	$R_1=5$	$R_2=10$

Значения веса каждой цели при оценке ТС КЛ, вычисленные по выражению (4.11), сведены в таблицу 4.42.

Таблица 4.42 – Экспертная оценка веса для целей при оценке ТС КЛ

№	Цель	Обозначение цели	Обозначение веса	Значение веса
1	Максимум надёжности	O_1	v_1	0,67
2	Минимум временных затрат на замену или ремонт	O_2	v_2	0,33

Для оценивания параметров (4.38) используется, в соответствии с (4.17), дробный факторный план типа 2^{3-1} (полуреплика от плана ПФЭ типа 2^3), задаваемый генерирующим соотношением:

$$x_3 = x_1 x_2. \quad (4.40)$$

Составляется матрица плана для КЛ:

$$\bar{\mathbf{D}}_{3-1}^{\circ} = \begin{pmatrix} x_0 & x_1 & x_2 & x_1 x_2 \\ +1 & -1 & -1 & +1 \\ +1 & +1 & -1 & -1 \\ +1 & -1 & +1 & -1 \\ +1 & +1 & +1 & +1 \end{pmatrix}. \quad (4.41)$$

Нормированные допустимые значения для факторов, характеризующих ТС КЛ 35 кВ, представлены в таблице 4.43.

При определении электрической рабочей емкости кабеля, измеренная

емкость, приведенная к удельному значению (на 1 м длины), должна отличаться от значений при заводских испытаниях не более чем на 5% [177].

Контроль нагрева вертикальных участков производится путем измерения и фиксации изменения нагрева металлических оболочек в разных точках вертикального участка линии с помощью нескольких термопар, установленных на вертикальном участке кабеля, не реже 1 раза в неделю. Разность в нагреве отдельных точек при токах, близких к номинальным, не должна превышать 2-3 °C [157].

Величины отклонения от оптимального значения и границы уровней факторов определяются в соответствии с выражениями (4.20)–(4.23). Допустимый процент отклонения принимается следующий: $N_{\text{доп}} = 10 \%$.

Оптимальные значения факторов находятся в соответствии с выражением (4.19).

Таблица 4.43 – Допустимые значения для факторов, характеризующих ТС КЛ

Обозначение	Фактор	Допустимые значения	Оптимальное значение
x_1	Электрическая рабочая емкость кабеля, %	0–5	2,5
x_2	Нагрев металлических оболочек в разных точках вертикального участка линии, °C	2–3	2,5
x_3	Ток утечки, мА	0–1,8	0,9

Для целей (4.38) проводится оценка эффективности:

1. Цель O_1 . Показатель – категорийность. Факторам (параметрам) присвоены следующие категории (таблица 4.44).

Таблица 4.44 – Показатели для факторов, определяющих ТС КЛ, при цели O_1

Фактор	Категория
x_1	2
x_2	2
x_3	1

Значения категорий для различных вариантов (наблюдений) в дробном факторном эксперименте представлены в таблице 4.45.

Таблица 4.45 – Значения категорий для различных вариантов в дробном факторном эксперименте при цели O_1

№ варианта	Категория
1	2
2	1
3	1
4	2

Эффективность выполнения цели O_1 для каждого из вариантов в дробном факторном эксперименте представлена в таблице 4.46.

Таблица 4.46 – Значения эффективности выполнения цели O_1 для различных вариантов в дробном факторном эксперименте

Номер варианта	Эффективность
1	1
2	0
3	0
4	1

2. Цель O_2 . Показатель – время устранения неполадки или ремонта оборудования для того или иного показателя. Время восстановления (в днях) при устраниении недопустимых значений для каждого фактора представлено в таблице 4.47.

Таблица 4.47 – Время восстановления при устраниении недопустимых значений для каждого фактора, определяющего ТС КЛ

№ фактора	Время восстановления, дни
x_1	2
x_2	5
x_3	10

Тогда, если предположить, что оборудование при неполадке будет исправляться одновременно, то для различных вариантов время восстановления будут выглядеть следующим образом (таблица 4.48).

Таблица 4.48 – Значения времени восстановления для различных вариантов в дробном факторном эксперименте при цели O_2

Номер варианта	Время восстановления, дни
1	5
2	10
3	10
4	0

Эффективность выполнения цели O_2 для каждого из вариантов в дробном факторном эксперименте представлена в таблице 4.49.

Таблица 4.49 – Значения эффективности выполнения цели O_2 для различных вариантов в дробном факторном эксперименте

Номер варианта	Эффективность
1	0,5
2	0
3	0
4	1

Комплексная оценка эффективности для КЛ рассчитывается на основе средней арифметической формы по формуле (4.14), результаты приведены в таблице 4.50.

Таблица 4.50 – Сводная таблица эффективности выполнения целей O_1 и O_2 в дробном факторном эксперименте

№ варианта	$v_1 (0,53)$	$v_1 (0,47)$	E_a
1	1	0,5	0,835
2	0	0	0
3	0	0	0
4	1	1	1

Коэффициенты функции отклика находятся по формулам (4.24)–(4.25):

$$\mathbf{B}_{\text{кл}} = \begin{pmatrix} 0,45875 \\ 0,04125 \\ 0,04125 \\ 0,45875 \end{pmatrix}.$$

Таким образом, функция отклика для КЛ имеет вид

$$Y_{\text{КЛ}}(x) = 0,45875 + 0,04125x_1 + 0,04125x_2 + 0,45875x_3. \quad (4.42)$$

Текущие значения параметров хранятся в блоке (1.9) модели электротехнического комплекса (рисунок 3.1).

Расчёт вероятностной оценки отказа работы кабельной линии электропередачи ведёт аналогично расчёту для воздушных линий.

Значения эксплуатационных характеристик l каждого узла кабельной линии находим при подстановке полученных значений функции отклика в формулу (4.8). Наименьшее из полученных значений эксплуатационных характеристик узлов подставляется в формулу (4.7).

Задавая необходимый уровень эксплуатационной характеристики, оператор вычисляет вероятность отказа всей линии электропередачи в различные периоды времени.

4.4. Анализ моделирования функций эффективности для основного электротехнического оборудования электротехнических комплексов на основе приближающих функций

Задача нахождения аналитических зависимостей рассмотренных выше функций эффективности для электротехнического оборудования соответствует постановке задачи интерполяции: строится точечный график функции, заданной таблично, а затем проводится плавная кривая, по возможности наилучшим образом отражающая характер расположения точек. По полученной таким образом кривой устанавливается вид приближающей функции (из числа простых по виду аналитических функций).

Выбор вида функции осуществляется, исходя из общей задачи, в рамках которой решается задача обработки экспериментальных данных. В качестве функций приближения могут быть использованы следующие элементарные функции:

– линейная – $F(x) = ax + b$, (4.43)

– степенная – $F(x) = ax^m$, (4.44)

– показательная – $F(x) = ae^{mx}$, (4.45)

– логарифмическая – $F(x) = a \ln x + b$, (4.46)

– дробно-линейная – $F(x) = \frac{1}{ax + b}$, (4.47)

– гиперболическая – $F(x) = \frac{a}{x} + b$, (4.48)

– дробно-рациональная – $F(x) = \frac{x}{ax + b}$, (4.49)

где a, b, m , – неизвестные параметры. Когда осуществлен выбор приближающей функции, то задача приближения сводится к определению значения этих параметров.

Математически наилучшее приближение означает выбор критерия согласия, который является функцией невязки узловых точек и значениями аппроксимирующей функции:

$$J = J(F(x_i) - y_i).$$

Выбор «наилучшей» функции осуществляется по минимуму этого критерия.

Из наиболее распространенных в оптимационных задачах энергетики [3, 12, 35, 36, 83, 93, 98, 110, 122, 187] критериев согласия – среднеквадратичного, минимаксного, вероятностно-зонального – целесообразным видится использование среднеквадратичного критерия, предполагающего минимизацию суммы квадратов ошибки в узловых точках:

$$J = \sum_{i=1}^n (F(x_i) - y_i)^2,$$

где y_i – табличное значение исходной функции в точке x_i ;

$F(x_i)$ – значение аппроксимирующей функции в точке x_i ;

i – количество точек, $i = \overline{1, n}$.

Среднеквадратичный критерий позволяет получить сглаживание кривой, т.е. отфильтровать зашумленные данные, не требуя никакой дополнительной информации о шумовых характеристиках помех.

Выбор точности приближения осуществляется, исходя из условий задачи и выбранного критерия. Для метода наименьших квадратов задача формулируется следующим образом:

$$J = \sum_{i=1}^n (F(x_i) - y_i)^2 \rightarrow \min . \quad (4.50)$$

Так, если приближающая функция имеет общий вид: $F(x, a, b, m)$, и сумма квадратов: $\sum_{i=1}^n (y_i - F(x_i, a, b, m))^2 = \Phi(a, b, m)$, то чтобы найти минимум функции $\Phi(a, b, m)$, используем необходимое условие экстремума:

$$\begin{cases} \frac{d\Phi}{da} = 0, \\ \frac{d\Phi}{db} = 0, \\ \frac{d\Phi}{dm} = 0 \end{cases}$$

или, по-другому;

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n (y_i - F(x_i, a, b, m)) \cdot F'_a(x_i, a, b, m) = 0, \\ \sum_{i=1}^n (y_i - F(x_i, a, b, m)) \cdot F'_b(x_i, a, b, m) = 0, \\ \sum_{i=1}^n (y_i - F(x_i, a, b, m)) \cdot F'_m(x_i, a, b, m) = 0. \end{cases} \quad (4.51)$$

Решая систему (4.51) для различных элементарных функций (4.43)–(4.49), находим конкретные значения переменных a, b, m .

Естественно, что $F(x_i)$ отличается от y_i , но отношения

$$y_i - F(x_i, a, b, m) = \varepsilon_i, \text{ где } i = \overline{1, n}, \quad (4.52)$$

будут минимальны в среднеквадратичном случае.

После того как вычислены ошибки ε_i , в качестве приближающей функции берётся та, для которой ошибка наименьшая. Именно по этой функции делается

прогноз – вычисляется значение риска (вероятности) отказа оборудования в последующий период времени.

Оценка погрешности приближения при использовании метода средних квадратов находится как [230]:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^n \frac{(y_i - F(x_i, a, b, m))^2}{\sigma_y^2}, \quad (4.53)$$

где $\sigma_y^2 = \frac{1}{n-2} \sum_{i=1}^n (y_i - F(x_i, a, b, m))^2$.

Реализация данной методики на примере моделирования функций эффективности для ВЛ АС-95 «ЦДНС-Разведка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в программной среде *MathCAD* приведена в приложении Д.

Для остальных видов электротехнического оборудования алгоритм нахождения функций приближения аналогичен.

Анализ результатов моделирования приближающих функций показал, что наименьшую ошибку приближения для линий электропередачи дает гиперболическая функция вида $f(x) = \frac{a}{x} + b$, для КТП – линейная функция вида $f(x) = a x + b$, для АД и СД – логарифмическая функция вида $f(x) = a \ln(x) + b$.

Погрешность аппроксимации экспериментальных данных приближающими функциями не превышает 5 %.

Выводы

1. Разработан метод комплексной оценки технического состояния электротехнического оборудования ПМСО на основе математической оценки рисков отказа ЭО, вероятностной оценки отказа ЭО и экспертной оценки состояния ЭО.

2. Сформирована база диагностических параметров, характеризующих оценки технического состояния электротехнического оборудования ПМСО, для задач оперативного принятия решений в условиях неопределенности и неполноты информации.

3. Сформированы функции эффективности для электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли, отражающие временной, факторный и комбинированный аспекты, и использование которых обеспечивает эффективные оценки и прогноз состояния элементов ЭТК с адаптацией к изменению горно-геологических, климатометеорологических, а также территориальных и иерархических условий и факторов;
4. Разработана методика оценки прогнозного технического состояния электротехнического оборудования на основе моделирования функций эффективности для ЭО приближающими функциями.

5. Моделирование этапов жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основе метода генетического алгоритмирования и принципов организации экспертной оценки факторов риска отказов электротехнического оборудования

5.1. Исходные положения

Задача поддержки оптимального состояния электротехнического оборудования в течение заданного срока является ключевой в рамках обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов. Одной из основных стадий жизненного цикла электротехнического комплекса является стадия эксплуатации, которая выступает и как этап накопления статистических данных, и как этап испытания, проверки оборудования на соответствие заданным показателям надежности.

Данный вид задачи можно отнести к классу многопараметрических задач с ограничениями. Одним из методов, позволяющих создать эффективные алгоритмы для широкого класса задач оптимизации, является использование подкласса методов направленного случайного поиска – методов эволюционных вычислений. Наиболее популярное приложение генетических алгоритмов (ГА) – оптимизация многопараметрической функции. Задачи могут быть сформулированы как:

а) поиск оптимального значения, решения, где значение – сложная функция, зависящая от некоторых входных параметров, при которых достигается наилучшее точное значение функции;

б) поиск значения, которое лучше некоторой заданной величины. В этом случае генетические алгоритмы – часто наиболее приемлемый метод для поиска рациональных решений. Известные оптимизационные методы (классический метод оптимизации, численные методы, методы градиентного поиска (с дроблением шага, метод наискорейшего спуска, метод сопряжения направлений), метод Ньютона и его модификация – метод Ньютона-Рафсона) не решают задач с ограничениями [3, 42, 90]. ГА позволяют одновременно работать со многими

параметрами, в том числе при решении масштабных вопросов оптимизации управления жизненным циклом элементов ЭТК в задачах с изменяющейся средой [42, 90].

В вопросах управления жизненным циклом элементов ЭТК генетические алгоритмы применяются как для формального описания процессов эксплуатации ЭО в системе ЭС, так и для формирования абстракций в интеллектуальной исследовательской системе. При этом, в отличие от других оптимизационных и поисковых процедур, можно выделить следующие преимущества генетического моделирования [42]:

- переменными являются закодированные множества параметров;
- оптимизационный поиск ведется на основе нескольких альтернатив на заданном множестве решений;
- для оценки качества принятия решений используется собственно целевая функция;
- для анализа оптимизационных задач используются вероятностные правила.

Для работы генетических алгоритмов выбирается множество натуральных параметров оптимизационной проблемы; данные параметры кодируются в последовательность конечной длины в некотором алфавите. Они работают до тех пор, пока не будет выполнено заданное число генераций или на некоторой генерации будет получено решение определенного качества. В отличие от других методов оптимизации генетические алгоритмы анализируют различные области пространства решений одновременно и не требуют большого количества допущений при оценке целевой функции [12, 42, 246, 254].

Одно из ключевых преимуществ ГА при решении практических задач – адаптация к изменяющейся окружающей среде. В реальных условиях эксплуатации проблема, которая была изначально поставлена, может претерпеть огромные изменения в процессе своего решения. В отличие от традиционных методов, когда все вычисления приходится начинать заново (с большими затратами машинного времени), при эволюционном подходе популяцию можно

анализировать, дополнять и видоизменять применительно к изменяющимся условиям без полного перебора.

Анализ литературы по тематике исследований показывает, что использование естественных аналогов дает положительные результаты для поиска приемлемого обоснованного решения [8, 12, 42, 89, 90, 101, 102, 262, 310]. Подобно биологическому развитию каждый технический объект непрерывно «развивается» от стадии проектирования до стадии утилизации, подвергаясь различного рода воздействиям со стороны внешней среды и адаптируясь к ним.

Проводя дальнейшие аналогии, представим популяцию как совокупность технических объектов, каждый из которых представляет собой возможное решение оптимизационной задачи. Каждый объект оценивается мерой его «приспособленности» согласно тому, насколько рационально соответствующее ей решение задачи.

Начальная информация формируется на основе популяции альтернативных решений P^t :

$$P^t = \{P_1, P_2, \dots, P_{N_p}\}, \quad (5.1)$$

где $t = 0, 1, 2, \dots$ – номер генерации генетического алгоритма, N_p – размер популяции.

Каждый элемент этой популяции P_i (где $i = 1 \dots N_p$), как правило, представляет собой одну или несколько хромосом (альтернативных упорядоченных или неупорядоченных решений).

Хромосомы состоят из генов:

$$P_i = \{g_1, \dots, g_L\}, \quad (5.2)$$

где L – длина хромосомы.

Любой j -й ген однозначно идентифицируется локусом (позицией в хромосоме) и аллелью (функциональным значением гена) a_j :

$$g_j = \{j; a_j\}. \quad (5.3)$$

В ГА на основе заданных правил из популяции выбираются родители, которые затем скрещиваются для производства потомков. Генерация, т.е. процесс реализации одной итерации алгоритма, называется поколением. Эволюция

популяции – это чередование поколений, в которых хромосомы изменяют свои значения так, чтобы каждое новое поколение наилучшим способом приспособливалось к внешней среде.

Каждый технический объект имеет определенный уровень качества, который характеризуется значением целевой функции (функции полезности, приспособленности или пригодности) – *fitness*-функции – $\omega(P)$. Эта функция используется для сравнения альтернативных решений между собой и выбора лучших.

Для хромосомы P_1 со значением выбранного показателя n и некоторого заданного значения m показателя, которого необходимо придерживаться, коэффициент приспособленности рассчитывается как [69, 306]

$$\omega(P_1) = |n - m|. \quad (5.4)$$

Отклонения описываются нормальным законом распределения случайных величин. Наследственные признаки закрепляются, если они имеют приспособительный характер.

Генетический алгоритм начинает свою работу с создания начального множества конкурирующих между собой решений оптимизационной задачи. Затем эти «родительские» решения создают «потомков» путем случайных и направленных изменений. После этого оценивается эффективность этих решений, и они подвергаются селекции.

Необходимо отметить, что популяция обязательно является конечным множеством.

При решении практических задач с использованием генетических алгоритмов предлагается придерживаться следующих четырех предварительных этапов:

- 1) выбор способа представления решения (формирование такой структуры, которая позволит кодировать любое возможное решение и производить его оценку) и определение способа вычисления целевой функции;
- 2) разработка операторов изменений;
- 3) определение способов «выживания» решений;

4) создание начальной популяции альтернативных решений на основе существующих стандартов, баз данных, баз знаний и библиотек алгоритмов решения задач данного класса.

Рассмотрим основные операторы генетических алгоритмов.

Оператор репродукции. Репродукция (селекция) – это процесс, благодаря которому хромосомы, имеющие более высокое значение целевой функции, получают большую возможность для воспроизведения потомков, чем «худшие» хромосомы.

Известно достаточно большое число видов операторов репродукции (селекция на основе рулетки, селекция на основе заданной шкалы, элитная селекция, турнирная селекция и др.). В литературе [42] отмечаются два основных типа реализации оператора репродукции: на основе случайного выбора хромосом и на основе значений целевой функции (когда предпочтение отдается хромосомам с близкими и «лучшими» значениями целевой функции).

Оператор кроссинговера. Кроссинговер (крессовер) – это математическая конструкция, позволяющая на основе преобразования (скрещивания) хромосом родителей (или их частей) создавать хромосомы потомков.

В литературе известно значительное число операторов кроссинговера, так как их структура в основном и определяет эффективность генетических алгоритмов.

Рассмотрим три основные модификации оператора кроссинговера, которые в дальнейшем будут использоваться при построении алгоритмов оптимального управления ЖЦ элементов ЭТК ПМСО [306]:

а) простой (одноточечный) оператор кроссинговера.

Из популяции P выбираются две хромосомы P_1 , $P_1 \in P$, и P_2 , $P_2 \in P$, которые выступают в качестве родителей:

$$\begin{aligned} P_1 &= \{g_1, g_2, \dots, g_L\}, \\ P_2 &= \{g^1, g^2, \dots, g^L\}. \end{aligned}$$

Определяется разрезающая точка k оператора кроссинговера – эта точка определяет место в двух хромосомах, где они должны быть «разрезаны», т.е. k – это номер, значение или код гена, после которого выполняется разрез хромосомы:

$$k \in \{1, 2, \dots, L-1\}. \quad (5.5)$$

Из хромосом P_1 и P_2 формируются две новые хромосомы P'_1 и P'_2 путем перестановок элементов согласно правилу:

$$P'_1 = \{g_1, g_2, g_k, | g^{k+1}, \dots, g_L\}, \quad (5.6)$$

$$P'_2 = \{g^1, g^2, g^k, | g_{k+1}, \dots, g_L\}. \quad (5.7)$$

Схематически простой оператор кроссинговера обеспечивает преобразование двух хромосом и частичный обмен информацией между ними;

б) многоточечный (N -точечный) оператор кроссинговера.

В отличие от одноточечного оператора в каждой из хромосом P_1 и P_2 определяются N разрезающих точек оператора кроссинговера. Точки оператора кроссинговера делят хромосому на ряд блоков, и хромосомы обмениваются участками, расположенными внутри блоков. Например, потомок P'_1 образуется из нечетных блоков родителя P_1 и четных блоков родителя P_2 , потомок P'_2 образуется соответственно из нечетных блоков родителя P_2 и четных блоков родителя P_1 :

$$\begin{aligned} P'_1 &= \{g_1, \dots, g_a, / g_{a+1}, \dots, g_i, / g_{i+1}, \dots, g_k, / g_{k+1}, \dots, g_L\}, \\ P'_2 &= \{g^1, \dots, g^a, / g^{a+1}, \dots, g^i, | g^{i+1}, \dots, g^k, / g^{k+1}, \dots, g^L\}, \\ P'_1' &= \{g_1, \dots, g_a, / g^{a+1}, \dots, g^i, / g_{i+1}, \dots, g_k, / g^{k+1}, \dots, g^L\}, \end{aligned} \quad (5.8)$$

$$P'_2' = \{g^1, \dots, g^a, / g_{a+1}, \dots, g_i, / g^{i+1}, \dots, g^k, / g_{k+1}, \dots, g_L\}. \quad (5.9)$$

Необходимо, тем не менее, учитывать, что большое число «разрезающих» точек может привести к потере «хороших» родительских свойств;

в) частично-соответствующий оператор кроссинговера.

Данный оператор применяется, как правило, при формировании второй и последующих генераций популяции.

При таком подходе анализируются блоки в обеих хромосомах, и устанавливается частичное соответствие между элементами первого и второго родителей с формированием потомков. При этом в переносимом блоке происходит замена повторяющихся генов на гены (аллели), находящиеся в тех же локусах исходной хромосомы:

$$\begin{aligned} P_1 &= \{g_1, g_2, \dots, |g_i^i|, / g_k, g_{k+1}, \dots, g_L\}, \\ P_2 &= \{g^1, g^2, \dots, \dots, |g^k|, |g_i^i|, \dots, g^L\}, \\ P'_1 &= \{g_1, g_2, \dots, |g_i^i|, / g^k, |g_{k+1}|, \dots, g^L\}, \end{aligned} \quad (5.10)$$

где g_i^i – повторяющийся ген в хромосомах P_1 и P_2 , и в соответствии с (5.3)

$$g_i^i := \{i, a_{k+1}\}. \quad (5.11)$$

Оператор мутации. Мутация – это математическая конструкция, позволяющая на основе преобразования родительской хромосомы (или ее части) создавать хромосому потомка.

Рассмотрим две основные модификации оператора мутации, которые в дальнейшем будут использоваться при построении алгоритмов оптимального управления ЖЦ элементов ЭТК ПМСО [306]:

а) одноточечный оператор мутации.

В хромосоме P_1 , $P_1 \in P$, определяются (случайным образом или целенаправленно) две позиции (два локуса) – (i) и ($L-i$):

$$P_1 = \{g_1, g_2, \dots, g_i, \dots, g_{L-i}, \dots, g_L\}.$$

Гены, соответствующие выбранным позициям, g_i и g_{L-i} переставляются, и формируется новая хромосома:

$$P'_1 = \{g_1, g_2, \dots, g_{L-i}, \dots, g_i, \dots, g_L\}; \quad (5.12)$$

б) многоточечный (N -точечный) оператор мутации.

В хромосоме P_1 , $P_1 \in P$, выбираются N точек разреза. Затем происходит последовательный обмен генов, расположенных правее точек разреза, друг с другом в порядке их расположения. Ген, расположенный правее последней точки разреза, переходит в позицию перед геном, соответствующим первой точке разреза:

$$\begin{aligned} P_1 &= \{g_1, \dots, g_a, / g_{a+1}, g_{a+2}, \dots, g_i, / g_{i+1}, g_{i+2}, \dots, g_k, / g_{k+1}, g_{k+2}, \dots, g_L\}, \\ P'_1 &= \{g_1, \dots, g_a, / g_{k+1}, g_{a+2}, \dots, g_i, / g_{a+1}, g_{i+2}, \dots, g_k, / g_{i+1}, g_{k+2}, \dots, g_L\}. \end{aligned} \quad (5.13)$$

Оператор инверсии. Инверсия – это математическая конструкция, позволяющая на основе инвертирования родительской хромосомы (или ее части) создавать хромосому потомка.

Рассмотрим две основные модификации оператора инверсии, которые в дальнейшем будут использоваться при построении алгоритмов оптимального управления ЖЦ элементов ЭТК ПМСО [306]:

а) одноточечный оператор инверсии.

В хромосоме P_1 , $P_1 \in P$, определяется разрезающая точка k оператора инверсии:

$$k \in \{0, 1, 2, \dots, L+1\}. \quad (5.14)$$

Хромосома-потомок P'_1 формируется из P_1 путем инверсии сегмента, который лежит справа от позиции k в хромосоме P_1 :

$$\begin{aligned} P_1 &= \{g_1, g_2, g_k, | g_{k+1}, \dots, g_L\}, \\ P'_1 &= \{g_1, g_2, g_k, | g_L, \dots, g_{k+1}\}; \end{aligned} \quad (5.15)$$

б) многоточечный (N -точечный) оператор инверсии.

В хромосоме P_1 , $P_1 \in P$, выбираются N точек разреза. Затем внутри образовавшихся блоков элементы инвертируются:

$$\begin{aligned} P_1 &= \{g_1, \dots, g_a, / g_{a+1}, g_{a+2}, \dots, g_i, / g_{i+1}, g_{i+2}, \dots, g_k, / g_{k+1}, g_{k+2}, \dots, g_L\}, \\ P'_1 &= \{g_1, \dots, g_a, / g_i, \dots, g_{a+2}, g_{a+1}, / g_{i+1}, g_{i+2}, \dots, g_k, / g_L, \dots, g_{k+2}, g_{k+1}\}. \end{aligned} \quad (5.16)$$

Оператор редукции. Редукция – это математическая конструкция, позволяющая на основе анализа популяции после одной или нескольких поколений генетического алгоритма уменьшать размер популяции до заданной величины.

Основная цель применения оператора редукции – устранение неудачных решений и поддержание численности популяции на оптимальном уровне (в зависимости от памяти ЭВМ).

Оператор редукции реализуется выполнением следующих вычислительных процедур [306, 307]:

- 1) формирование репродукционной группы из всех решений, образовавшихся в популяции P^t ,
- 2) отбор решений в следующую популяцию.

Численность новой популяции N^{t+1} определяется как:

$$N^{t+1} = N^t + N_{\text{OK}} + N_{\text{OM}} + N_{\text{OI}}, \quad (5.17)$$

где N^t – численность популяции на предыдущем шаге (поколении) t ; N_{OK} – численность потомков, полученных в результате применения операторов кроссинговера;

N_{OM} – численность потомков, полученных в результате применения операторов мутации;

N_{OI} – численность потомков, полученных в результате применения операторов инверсии.

Оператор редукции применяется как после каждого из операторов кроссинговера, мутации, инверсии, так и после всех операций в одной генерации генетического алгоритма.

Процедурно работу генетического алгоритма, включающего описанные выше операторы, можно проиллюстрировать блок-схемой, представленной на рисунке 5.1 [306].

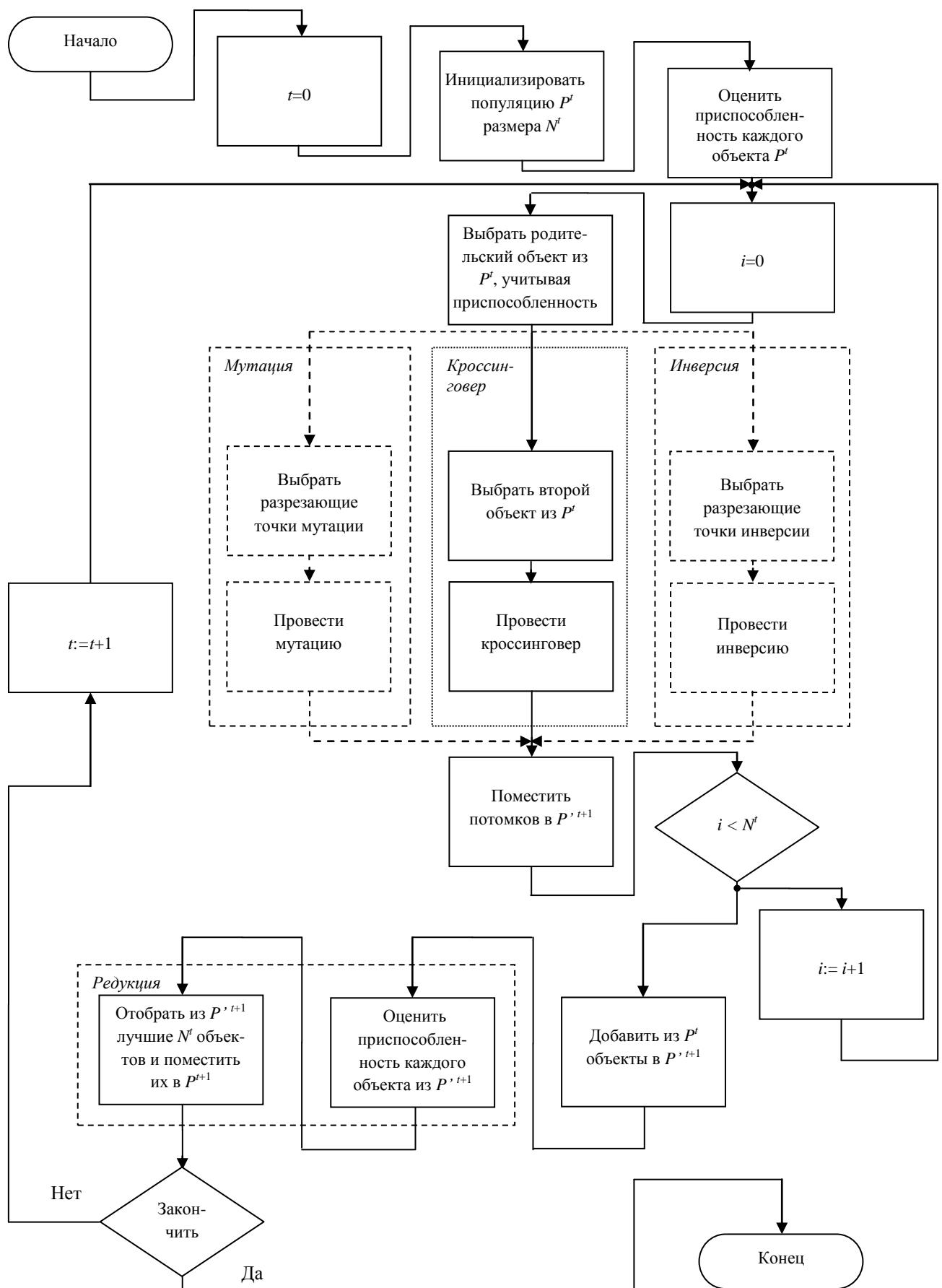


Рисунок 5.1 – Блок-схема генетического алгоритма для поддержания оптимального состояния элементов ЭТК

5.2. Оценка эффективности функционирования электротехнических комплексов на этапах их жизненного цикла методами генетического алгоритмирования

Процесс развития технического объекта задается конкретным временным отрезком, величина которого может быть согласована с регламентированной эксплуатационной документацией, прежде всего правилами устройства электроустановок [159], для рассматриваемого вида ЭО. Будем считать, что на данном дисcrete времени неизменны структура ЭТК, ЭЭС и размер выделяемых ресурсов (денежных, материальных, людских) на проведение эксплуатационных мероприятий. Технический объект вводится в эксплуатацию и характеризуется некоторыми начальными условиями – комплексными показателями надежности (уровень ремонтопригодности, восстановления, наработки на отказ, вероятности безотказной работы и т.д.).

Основной критерий, которого необходимо придерживаться, – поддержание заданного уровня надежности (т.е. поддержание в течение определенного промежутка времени заданных условий при минимуме затрат).

В качестве дисcrete времени принимается время от начала эксплуатации до первого отказа оборудования. Тогда в качестве критерия (в соответствии с (5.4)) целесообразно использовать значение показателя наработка на отказ t_{\max} для данного вида ЭО. Чем выше значение критериальной функции, тем оптимальнее способ сопровождения оборудования, набор методик, обеспечивающих это сопровождение и их содержание (набор мероприятий, степень и качество их реализации).

Для решения поставленной задачи определен двоичный алфавит $\{0,1\}$, который характеризуется набором возможных значений (таблица 5.1) [102]. Необходимо отметить, что кодирование с применением двоично-десятичного алфавита влечет за собой ряд вычислительных подпроцедур, так как не всегда переход к следующему значению может быть осуществлен изменением одного бита хромосомы [102].

Таблица 5.1 – Декодирование вектора хромосом в проекции вектора переменных

Двоичный код	Десятичное значение
0000	0
0001	1
0010	2
0011	3
0100	4
0101	5
0110	6
0111	7
1000	8
1001	9
1010	10

В качестве генов хромосом принимаются соответствующие методики обслуживания и контроля ТС оборудования. Эти методики и будут влиять на величины параметров оборудования. Возможно задаться рядом методик, отличных друг от друга по степени сложности и качеству проведения. Каждое мероприятие вида обслуживания для разных методик может проводиться по-разному (это и является различием в генах хромосом). Эти различия проявляются в использовании различной приборной базы (например, в одном случае используются оптические средства при визуальной оценке состояния изоляторов, а в другом – нет), в учете ряда внешних факторов, в применении различных подходов к оценке состояния (вплоть до расстояния и точек контроля), а также в применении различных методов обработки результатов.

Тогда кодировку хромосом можно осуществлять по номерам методик (эвристик), которые присутствуют на этапах жизненного цикла технических объектов.

Для определения базовых вариантов (видов эвристик) проведения обслуживания ЭО (ячейки хромосомы кодируются в соответствии с номером эвристики) выделим следующие мероприятия [308]:

a_1 – аварийный контроль,

a_2 – мониторинг и визуальный осмотр,

a_3 – диагностика с применением специальных приборов инфракрасного и ультрафиолетового контроля,

c_1 – обслуживание ЭО «по авралу»,

c_2 – обслуживание ЭО на основе графика ППР,

c_3 – обслуживание ЭО в рамках системы обеспечения заданного технического состояния.

В результате получены следующие базовые варианты (эвристики) проведения обслуживания ЭО:

$$H_1 = \{a_1 c_1\}, \quad (5.18)$$

$$H_2 = \{a_2 c_2\}, \quad (5.19)$$

$$H_3 = \{a_3 c_3\}. \quad (5.20)$$

Далее поясним физический смысл основных генетических операторов в задачах управления жизненным циклом электротехнического оборудования [70, 306, 307].

Репродукция включает в себя элементы стандартизации в качестве выработанных методик обслуживания и принятия решений. Каждый документ, появляющийся в процессе ЖЦ оборудования, должен быть фиксирован и помещен в базу истории обслуживания энергоинформационной модели. В результате оператора репродукции получаются элемент ЭО и набор регламентированных мероприятий, посредством которых будет осуществляться контроль его ТС и эксплуатация, ТОиР, утилизация.

Под кроссинговером будем понимать усовершенствование существующих методик контроля и обслуживания оборудования на основе экспертных оценок и других видов анализа существующих систем. Необходимы выработка конкретных решений по модернизации ЭО и поддержка решений различного рода документной базой. Завершающим этапом будет разработка стандарта предприятия, регламентирующего и учитывающего все особенности набора мероприятий по контролю и обеспечению заданного ТС оборудования.

Под мутацией будем понимать воздействие ряда факторов на эксплуатацию оборудования. В рамках гетерогенности среды отраслевого предприятия допускаются ситуации, когда контроль за ТС осуществляют несколько подрядных

организаций с различной приборной базой, с различным уровнем квалификации и различными методиками обслуживания.

К факторам мутации отнесем:

- условия окружающей среды (внешний фактор). В этом случае какие-либо несанкционированные ситуации, нарушения, изменения в программе эксплуатации ЭО будут являться результатом воздействия внешней среды. Подобный результат зачастую должен иметь негативный характер (например, перегрев оборудования и невозможность его обнаружения из-за осадков и сильного ветра). В данной ситуации точка разреза определяется по последствиям воздействия фактора;

- уровень квалификации обслуживающего персонала (внутренний фактор). Подобный фактор в любой сфере производства играет важную роль и может иметь как негативные, так и положительные последствия. Низкая квалификация и (или) невнимательность обслуживающего персонала могут привести к неправильному снятию, замеру показателей, неверной обработке данных, что в последующем отразится и на всей системе контроля ТС оборудования. Единственным трудным моментом является здесь определение точки разреза, так как зачастую довольно сложно отследить влияние подобного фактора на конечный результат.

Оператор инверсии применяется редко и имеет в большинстве случаев негативный характер. В качестве примера рассмотрим ситуацию:

Предприятие сотрудничает с некоторой подрядной организацией, обладающей передовой приборной базой и штатом работников высокой квалификации (тем самым обеспечиваются поддержка и контроль ТС оборудования на высоком уровне). Ввиду непредвиденных негативных обстоятельств данная подрядная организация прекращает сотрудничество с предприятием, в результате чего происходит сильный откат в плане организации системы обеспечения заданного ТС оборудования (переход с эвристики H_3 на эвристику H_1).

Алгоритм управления ЖЦ элементов ЭТК на основе метода генетического алгоритмирования представлен в виде следующих вычислительных процедур (рисунок 5.2):

1) проведение комплекса мероприятий, соответствующих оператору репродукции:

- выбор вида оборудования, формирование начальных условий эксплуатации на основе паспортов и инструкций по эксплуатации, взятых из базы истории обслуживания энергоинформационной модели (ЭИМ) (на данном этапе оператор задает значения показателей надежности, на основе которых будет осуществляться оценка эффективности системы поддержки технического состояния ЭО. Данные показатели должны быть регламентированы заводом-изготовителем и отражены в соответствующей документации (паспортах на оборудование, эксплуатационной документации и т.п.));

- построение и калибровка шкалы показателей надежности ЭО;

- определение мероприятий по обслуживанию оборудования. Выбор подрядной организации, которая будет осуществлять данный комплекс мероприятий по оценке и контролю ТС ЭО;

2) поддержка эксплуатации, осуществление регламентированных мероприятий по обеспечению ТС ЭО (выполнение мероприятий производится до появления первого отказа оборудования);

3) расчет коэффициента приспособленности (*fitness*-функции) – времени наработки на отказ – для технического объекта. Определение степени соответствия *fitness*-функции выбранным начальным условиям (если не наблюдается значительного отклонения, то выбранный комплекс методов по обеспечению ТС является приемлемым, и нет необходимости в его усовершенствовании. Если отклонение значительно, то используемый комплекс решений по обеспечению ТС оборудования нерационален и требует корректировки);

4) комплекс мероприятий, соответствующих операторам кроссинговера и мутации:

- анализ существующей системы с учетом возможных внешних воздействий, включая окружающую среду и степень квалификации персонала, выполнившего мероприятия по контролю ТС ЭО;
- определение разрезающих точек (конкретных обстоятельств, повлекших за собой нежелательное ухудшение состояния оборудования),
- корректировка существующих решений и выработка новых возможных решений по улучшению системы эксплуатации ЭО с применением экспертных оценок или других возможных методик. Разработка (доработка) стандарта предприятия, регламентирующего проведение комплекса откорректированных мероприятий по обеспечению заданного ТС ЭО;

5) принятие решения о дальнейшей эксплуатации технического объекта.

Пунктиром на рисунке 5.2 обозначен перспективный комплекс мероприятий, относящихся к восстановлению оборудования (возможного проведения различных видов ремонтных работ).

Следует добавить, что каждый этап алгоритма сопровождается внесением в базу данных энергоинформационной модели полученных потоков данных в виде возможной документации, отчетов, формуляров и т.д. В зависимости от вида информации заносится в соответствующие разделы (см. рисунок 3.1): в базу истории обслуживания ЭО – данные об изменении состояния оборудования (выхода из строя)); в базу параметров ЭО – данные по определению показателей и параметров ЭО (на основе мониторинга и технической диагностики); в справочник технологических регламентов – данные об изменении режимов эксплуатации и оценки состояния (новые методики обслуживания, регламентированные, в том числе в рамках стандарта предприятия).

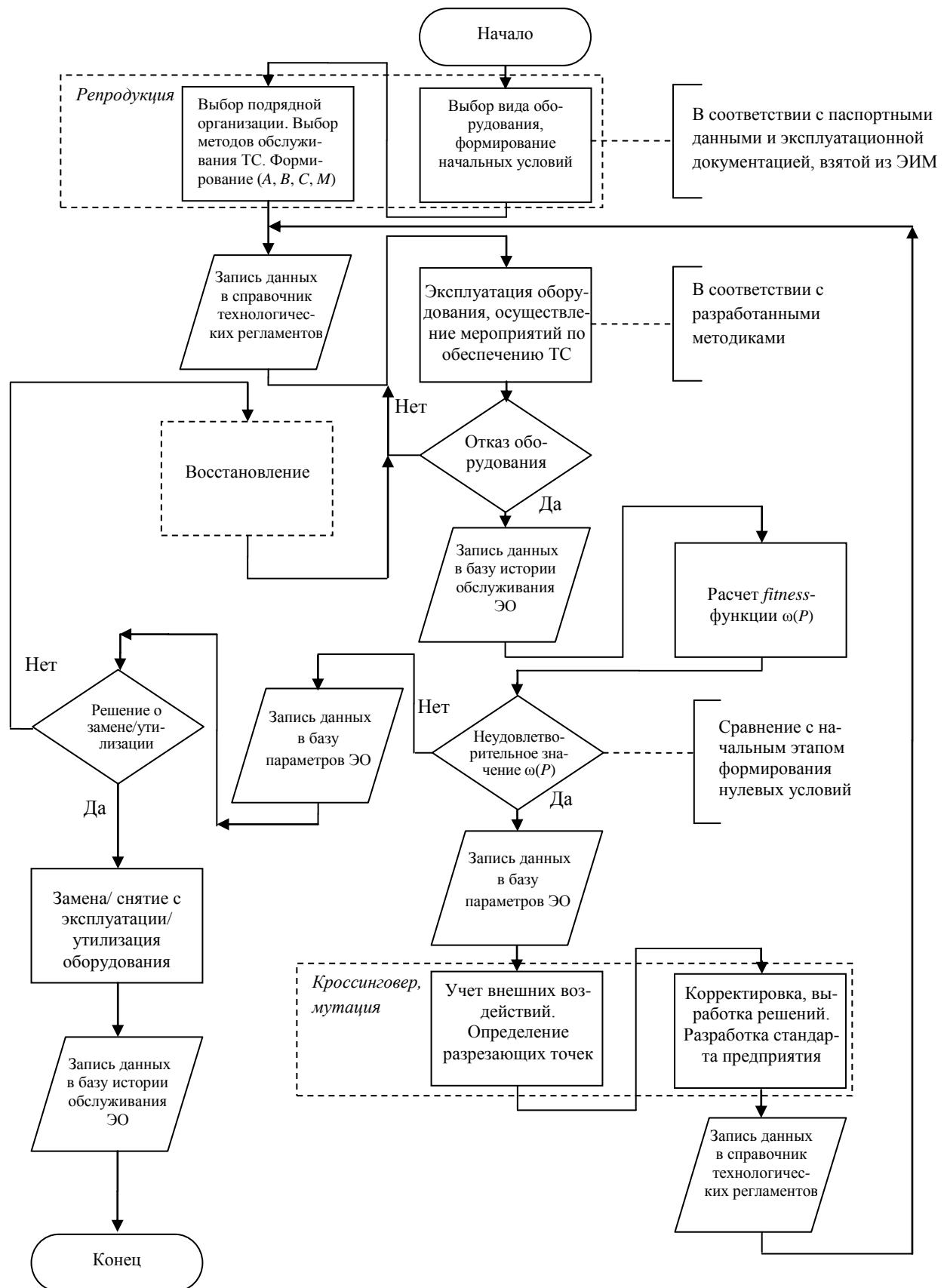


Рисунок 5.2 – Обобщенная блок-схема управления ЖЦ элементов ЭТК на основе метода генетического алгоритмирования

Из приведенного алгоритма видно, что выполнение каждой группы мероприятий по сопровождению электротехнического оборудования влияет на функцию ЖЦ ЭО в целом. Логично, что ЖЦ ЭО представляет собой некоторую функцию времени, которая должна отражать поведение объекта на протяжении этапа эксплуатации:

$$\text{ЖЦ} = f(t). \quad (5.21)$$

Однако зависимость ЖЦ ЭО от эксплуатационных параметров является скорее косвенной и выражается через систему подобных мероприятий, устанавливающих способ и порядок воздействия на значения параметров, их нормоконтроль. Исходя из этого, идея состоит не в прямой оптимизации конкретных значений параметров и показателей ЭО, а в оптимизации способа эксплуатации оборудования, с помощью которого осуществляется непосредственный контроль над этими параметрами, т.е. в построении модели эффективной эксплуатации (эффективного функционирования).

В данной постановке функция ЖЦ получается многопараметрической и сложной в реализации, поскольку ее коэффициенты несколько «виртуальны». Кроме того, комплекс эксплуатационных мероприятий может быть многовариантным и разнонаправленным и различаться даже в способе формирования и исполнения групп операций (по непосредственному контролю за ТС, по анализу данных и оценке ТС, по планированию работ и прогнозированию состояния и т.д.) [13].

Из идеи построения модели эффективного функционирования вытекает идея обеспечения заданного технического состояния ЭО, что является основным направлением для систем поддержки ЖЦ, и тем самым идея поддержки показателей и параметров ЭО (прежде всего, показателей надежности), на некотором заданном уровне [13, 258].

С учетом этого решение задачи поддержки ЖЦ ЭО может быть рассмотрено как решение задачи поддержки надежности ЭО, а реализация функции ЖЦ предусматривает реализацию функции надежности [69]:

$$R(t) = p = 1 - F(t), \quad (5.22)$$

где $F(t)$ определяет вероятность отказа за время t ;

$R(t)$ – вероятность безотказной работы [14, 51].

Надёжность в «широком» смысле – комплексное свойство, которое в зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации может включать в себя свойства безотказности, долговечности, ремонтопригодности и сохраняемости, а также определённое сочетание этих свойств [14, 51, 113, 310, 311].

По аналогии с функцией надежности функция ЖЦ элемента ЭТК $R'(t)$ должна обеспечивать максимальное стремление к заданным условиям, т.е. модель эффективного функционирования должна обеспечивать поддержание заданных показателей на должном уровне:

$$R'(t) = R_0 - (A(p) + B(p) + C(p) + M(p) + \dots) = 0, \quad (5.23)$$

где R_0 – заданная надежность;

$A(p)$, $B(p)$, $C(p)$, $M(p)$ – доли надежности, обеспечиваемые различными мероприятиями:

$A = \{a_1, a_2, a_3\}$ – мероприятия по получению информации, a_1 – аварийный контроль, a_2 – мониторинг и визуальный осмотр, a_3 – диагностика с применением специальных приборов инфракрасного и ультрафиолетового контроля;

$B = \{b_1, b_2, b_3\}$ – подходы к анализу и оценке ТС ЭО, b_1 – анализ ТС ЭО на основе оценки рисков отказа работы ЭО, b_2 – анализ ТС ЭО на основе вероятностной оценки отказов, b_3 – анализ ТС ЭО на основе экспертных оценок;

$C = \{c_1, c_2, c_3\}$ – профилактические и ремонтные мероприятия, c_1 – обслуживание ЭО «по авралу», c_2 – обслуживание ЭО на основе графика ППР, c_3 – обслуживание ЭО в рамках системы обеспечения по техническому состоянию;

$M = \{m_1, m_2, m_3\}$ – методы управления в соответствии с выражениями (2.92)–(2.94).

В соответствии с методами оценки технического состояния ЭО, описанными в главе 4, применяемыми в зависимости от конкретных условий эксплуатации ЭО, R_0 определяется на основе оценки рисков отказа работы

оборудования, вероятностной оценки отказов, экспертной оценки состояния электротехнического оборудования.

Каждая из групп мероприятий (рисунок 5.2) обеспечивает свой некоторый уровень выбранного показателя, величина которого варьируется от 1 до 10. Начальные условия задаются, исходя из имеющихся основных показателей надежности различных типов ЭО (хранятся в модели электротехнического комплекса (рисунок 3.1)).

Будем считать, что каждая из групп мероприятий имеет одинаковый вес в формировании надежности на искомый момент времени эксплуатации ЭО, таким образом, максимальное значение ($A(p) + B(p) + C(p) + M(p) + \dots$) равняется 40:

$$a_n + b_n + c_n + m_n \leq 40, \quad (5.24)$$

где $n = 1\dots3$ – номер варианта (эвристики).

Для лица, принимающего решения, зачастую удобнее оперировать не относительными значениями, а абсолютными, в частности, временем наработки на отказ t_{\max} (часы, месяцы, другие требуемые единицы измерения).

В этом случае в системе информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования предусмотрена так называемая калибровка шкалы групп мероприятий показателей надежности конкретного вида ЭО:

– t_{\max} соответствует 40 относительным единицам,

– вычисляется коэффициент калибровки $k_k = \frac{t_{\max}}{40}$,

– после проведения вычислительных процедур оператору возвращается значение функции ЖЦ в абсолютном значении $(a_n + b_n + c_n + m_n) \cdot k_k$.

Первое поколение хромосом формируется, исходя из оценки конкретного типа ЭО в электроэнергетических системах различных предприятий.

Например, для подвесных изоляторов типа ПС-70 (с заданным временем наработки на отказ $t_{\max} = 360$ месяцев (гамма-процентный срок службы с вероятностью 0,97 – 30 лет [44, 47, 53]), коэффициентом калибровки $k_k = 9$)

первое поколение хромосом сформировано для четырех различных систем электроснабжения (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Формирование начальной популяции

Хромосома	(a, b, c, m)
P_1	(5, 5, 8, 7)
P_2	(2, 5, 4, 3)
P_3	(5, 4, 4, 3)
P_4	(8, 4, 7, 7)

Чтобы вычислить коэффициенты приспособленности (*fitness*-функцию) $\omega_i(P)$, подставим каждое решение в выражение (5.24) и найдем отклонение по формуле (5.4) (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Расчет коэффициентов приспособленности

Хромосома	$\omega(P)$
P_1	40-25=15
P_2	40-14=26
P_3	40-16=24
P_4	40-26=14

Чем выше приспособленность (меньше значение $\omega_i(P)$), тем больше шансов быть отобранным в качестве родительской хромосомы (таблица 5.4).

Таблица 5.4 – Отбор родительских хромосом

Хромосома первого родителя	Хромосома второго родителя
P_4	P_1
P_4	P_3
P_4	P_2
P_1	P_3
P_1	P_2
P_3	P_2

Для получения хромосом-потомков воспользуемся оператором «кроссинговера». В результате получим второе поколение хромосом (таблица 5.5) со свойственной им приспособленностью (таблица 5.6).

Таблица 5.5 – Операции кроссинговера

Хромосома первого родителя	Хромосома второго родителя	Хромосома потомка
(8 4, 7, 7)	(5 5, 8, 7)	(8, 5, 8, 7)
(8 4, 7, 7)	(5 4, 4, 3)	(8, 4, 4, 3)
(8 4, 7, 7)	(2 5, 4, 3)	(8, 5, 4, 3)
(5 5, 8, 7)	(5 4, 4, 3)	(5, 4, 4, 3)
(5 5, 8, 7)	(2 5, 4, 3)	(5, 5, 4, 3)
(5 4, 4, 3)	(2 5, 4, 3)	(5, 5, 4, 3)

Таблица 5.6 – Расчет коэффициентов приспособленности потомков

Хромосома потомка	$\omega(P)$
(8, 5, 8, 7)	40-28=12
(8, 4, 4, 3)	40-19=21
(8, 5, 4, 3)	40-20=20
(5, 4, 4, 3)	40-16=24
(5, 5, 4, 3)	40-17=23
(5, 5, 4, 3)	40-17=23

Продолжая таким образом, одна хромосома в конце концов достигнет значения $\omega(P)$, равного 0 или близкого к нему, в зависимости от того, насколько хорошо необходимо обеспечить заданную надежность, т.е. станет решением. Необходимо учитывать и дополнительный «ресурсный» критерий, рассчитывая добавочные коэффициенты приспособленности. Таким образом, выбор оптимального решения будет являться синтезом решений для двух функций: функции «надежности» и функции «затрат».

Для задачи планирования ремонтов основного электротехнического оборудования критерием оптимальности будет являться минимум затрат, включающих затраты на выполнение ремонтных работ, а также ущерб от возможных аварийных ситуаций. Это условие соответствует максимальному заполнению так называемой «ремонтной площадки», т.е. наиболее эффективному использованию ремонтного резерва предприятия [3].

При такой постановке возможно разбиение всего комплекса ЭО на ремонтные элементы P_i . Наименьшим наблюдаемым ремонтным элементом является единица оборудования. Ремонтные элементы сгруппированы в соответствии с моделью иерархии элементов ЭТК (рисунок 3.3). Каждый

ремонтный элемент P_i характеризуется своей ремонтной программой RP_i – определенной временной и количественной закономерностью выполнения ремонтных воздействий. При этом ремонтная программа отражает реальное ТС элемента и может изменяться во времени:

$$RP_i(t) = f(t_{\max}). \quad (5.25)$$

Решение задачи планирования объёмов ремонтных работ в этом случае должно сводиться к определению базовых точек последнего выполнения известных ремонтных воздействий нормального и переменного объемов и определению состава работ, попадающих в планируемый период (рисунок 3.11).

Если нет математических зависимостей, характеризующих интенсивность исчерпания ресурса, то решение принимается на уровне управления по экспертным оценкам фактического состояния оборудования и возможности выполнения работы в ближайший или последующий интервалы планирования.

В любом случае базовой точкой будет считаться факт последнего выполнения данной работы. Если ресурс ремонтного элемента значительно превосходит длительность ремонтного цикла (в 2 раза и более) и соизмерим с ЖЦ изделия, такие работы переводятся в разряд разовых, вероятность повторения которых мала (близка к нулю). Если имеются результаты диагностики ТС и известны математические зависимости изменения во времени ресурсов элементов, дата их выполнения устанавливается с учетом предполагаемой ситуации в системе технического обслуживания и ремонта. За базовую точку принимается либо начало эксплуатации оборудования (начало новой стадии ЖЦ после выполнения в ремонтном цикле последнего ремонта), либо дата последнего выполнения данной работы. После того, как сформирован объём работ, рассчитываются все виды затрат с использованием нормативной базы.

Материальные и трудовые затраты формируются по различным признакам в зависимости от постановки задачи.

Таким образом, потребность оборудования в ремонтных воздействиях рассчитывается и уточняется с учетом любых сведений, дополняющих нормативную базу и характеризующих реальное ТС ЭО [3].

В обобщенном виде данное решение соответствует комплексу мероприятий, приведенных на рисунке 5.3.

В условиях отсутствия статистики, в силу каких-либо сложившихся обстоятельств единственным возможным вариантом может являться использование эвристики H_1 – обслуживание «по авралу» (в соответствии с (5.18)). Обследование оборудования в этом случае производится «спонтанно» – не задается конкретных сроков его проведения, и нет необходимости в планировании этих сроков на основе анализа полученных статистических данных.

Подобный способ контроля ТС является ненадежным и малоэффективным, но применительно к конкретной ситуации и виду оборудования, а также, учитывая невозможность использования более совершенных способов контроля, его может быть вполне достаточно.

Обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования ЭО с применением данного подхода к контролю ТС приведен на рисунке 5.4.

Работа по алгоритму начинается с выбора вида оборудования и задания начальных условий в виде показателей надежности, взятых из эксплуатационной документации завода-изготовителя (база истории обслуживания энергоинформационной модели).

Репродукцией в данном алгоритме является выбор метода обслуживания «по авралу». На основе мониторинга оценивается качество основных параметров и показателей ЭО, все измерения записываются в базу истории обслуживания энергоинформационной модели. На основе анализа измеренных параметров производится предварительная оценка работоспособности оборудования. Если выявлены нарушения в значениях параметров, то принимается решение либо о проведении восстановительных работ (если это эффективно), либо о замене ЭО. Если дефектов не обнаружено, продолжается процесс эксплуатации до первого отказа. Результат отказа также заносится в базу истории обслуживания энергоинформационной модели.

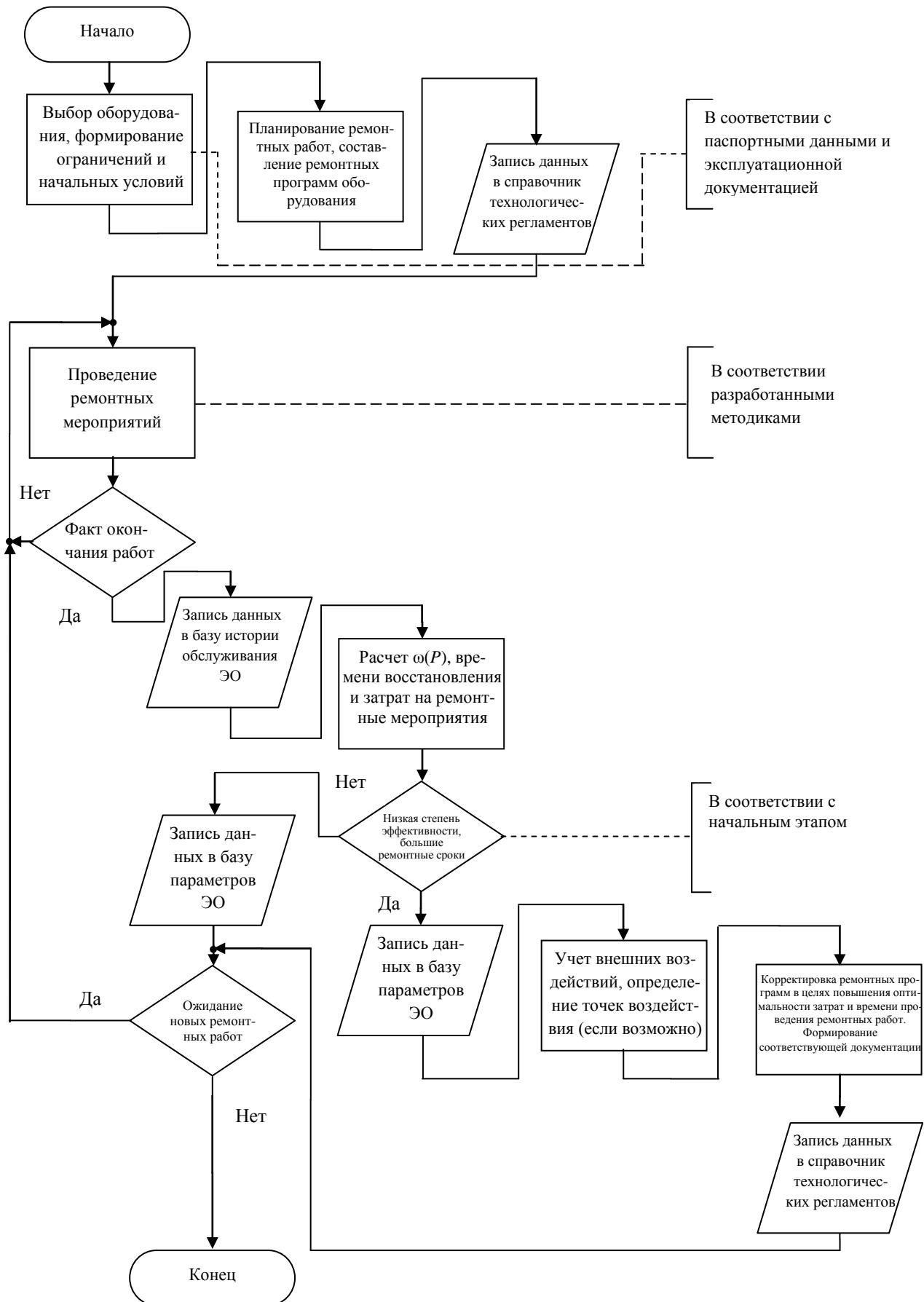


Рисунок 5.3 – Обобщенная блок-схема обеспечения ремонтного цикла ЭО на основе метода ГА

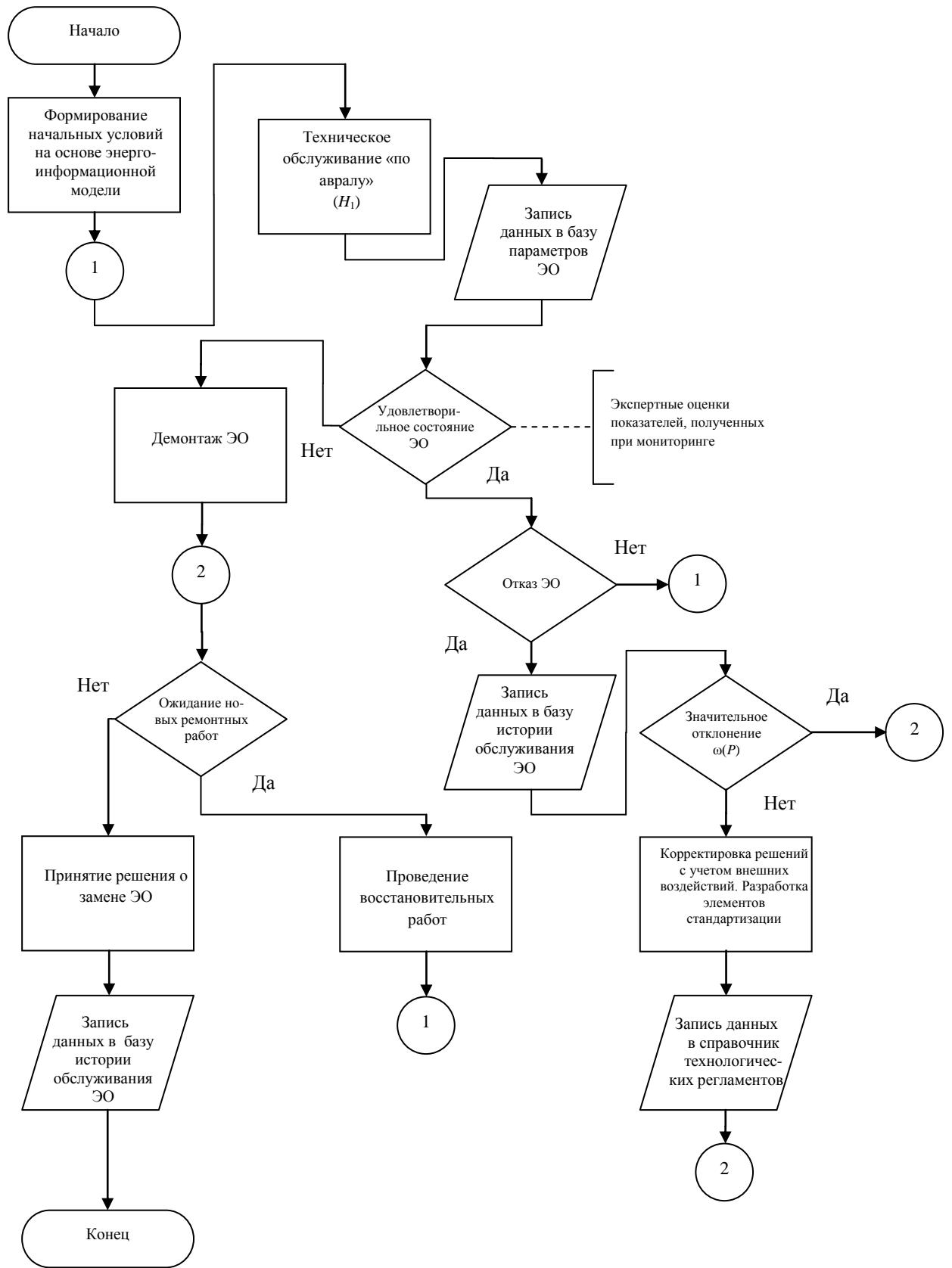


Рисунок 5.4 – Обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования ЭО на основе эвристики H_1

Далее проводятся расчет и оценка $\omega(P)$ по величине параметра наработки на отказ и сравнение значений коэффициента приспособленности с начальными условиями.

Если присутствует значительное отклонение (низкая приспособленность), вырабатывается решение об усовершенствовании методик обслуживания с учетом возможных возмущений, воздействий, которые могли негативно отразиться на работе ЭО (мутации). Далее разрабатываются новые решения и закрепляются в виде регламентированных документов в качестве нового стандарта предприятия (кроссинговер). Затем осуществляется процесс репродукции (выбирается оборудование с начальными условиями и новой методикой обслуживания) и продолжается процесс эксплуатации.

Если отклонение незначительно, то принимается решение о восстановлении оборудования, и, если таковое эффективно, то проводят соответствующие мероприятия, и оборудование вновь вступает на этап эксплуатации по тому же варианту обслуживания H_1 .

На предприятиях, где есть «устоявшиеся сервис-партнеры» (стабильно и длительное время занимающиеся обслуживанием ЭО, со значительным объёмом статистической информации), появляется возможность использования эвристик H_2 , H_3 (в соответствии с (5.19), (5.20)). В этом случае мероприятия по обслуживанию уже не являются авральными, а согласуются со специально установленными в рамках стандарта предприятия сроками.

Обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования ЭО на основе эвристики H_2 приведен на рисунке 5.5.

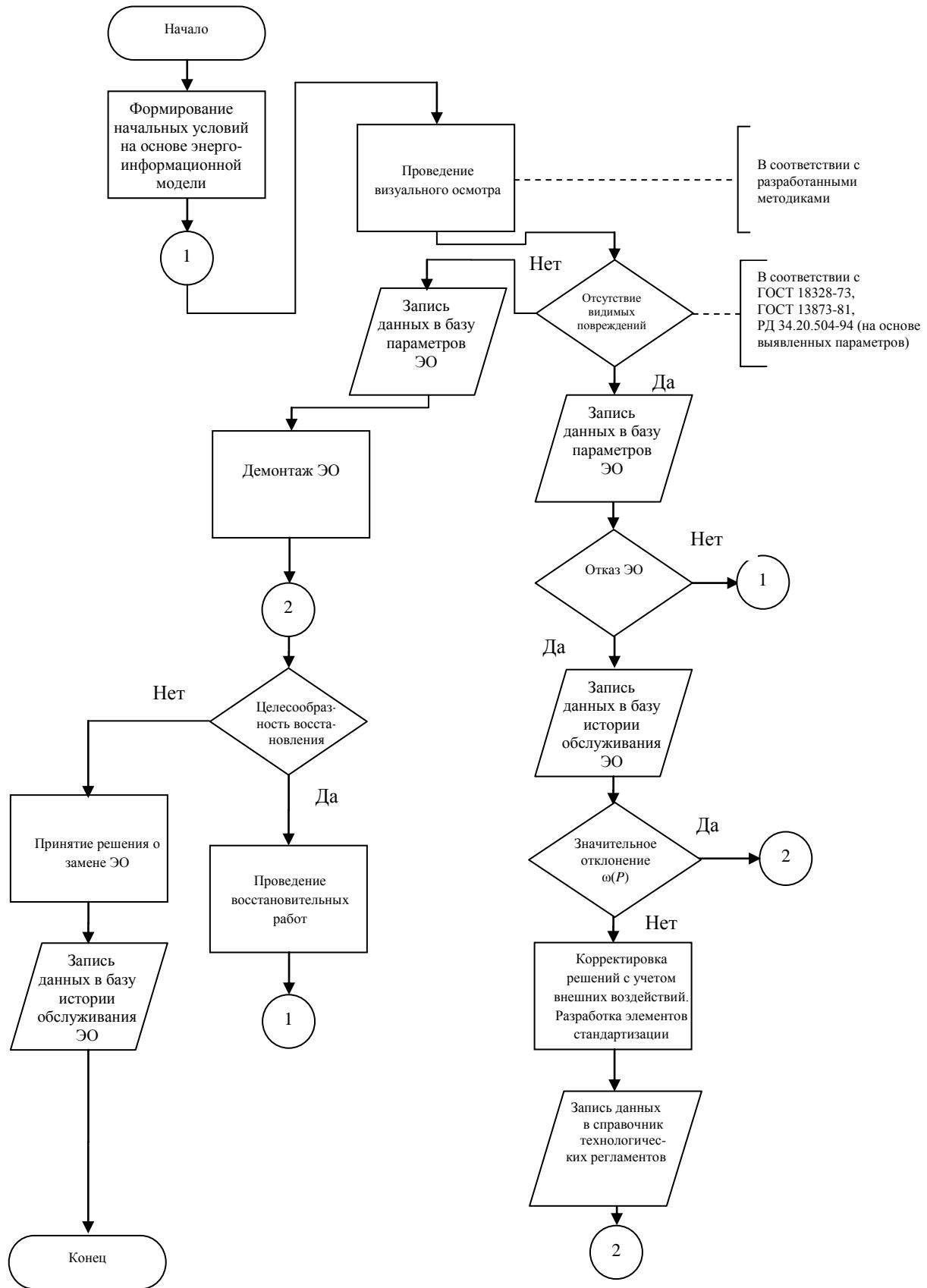


Рисунок 5.5 – Обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования ЭО на основе эвристики H_2

В отличие от эвристики H_1 набор обслуживающих мероприятий четко регламентируется и выполняется в определенные заданные сроки. Обследование проводится по разработанной и принятой предприятием методике (в соответствии с руководящими и нормативными документами), заполняются формуляры. На основе проведенных измерений вырабатывается решение о дальнейшей эксплуатации данного элемента ЭТК, а также выполняются необходимые операции по анализу полученных данных, производится корректировка сроков проведения следующих мероприятий.

В случае, если предприятие обладает значительными статистическими данными, то появляется возможность использования комплексного подхода к контролю ТС оборудования на основе эвристики H_4 (включающей эвристики H_2 и H_3):

$$H_4 = H_2 \cup H_3. \quad (5.26)$$

В этом случае контроль ТС является более качественным и, соответственно, более дорогостоящим.

Мероприятия проводятся поэтапно, начиная с более простых (визуальный осмотр) и заканчивая, при необходимости (на основе анализа данных, с учетом экспертных оценок и решений), более детальными (ультрафиолетовый контроль (УФК), инфракрасный контроль (ИКК)). Проведение различных видов обслуживания определяется также особенностями исследуемого вида ЭО.

На рисунке 5.6 приведен обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования ЭО на основе комбинированной эвристики H_4 с применением системы визуальных осмотров и УФК. Дополнительная операция контроля – УФК – позволяет определить внутренние дефекты, которые не могут быть обнаружены визуально (частичные разряды). Анализ данных и корректировка сроков проведения последующих мероприятий осуществляются на основе измерений, полученных на каждом из этапов контроля.

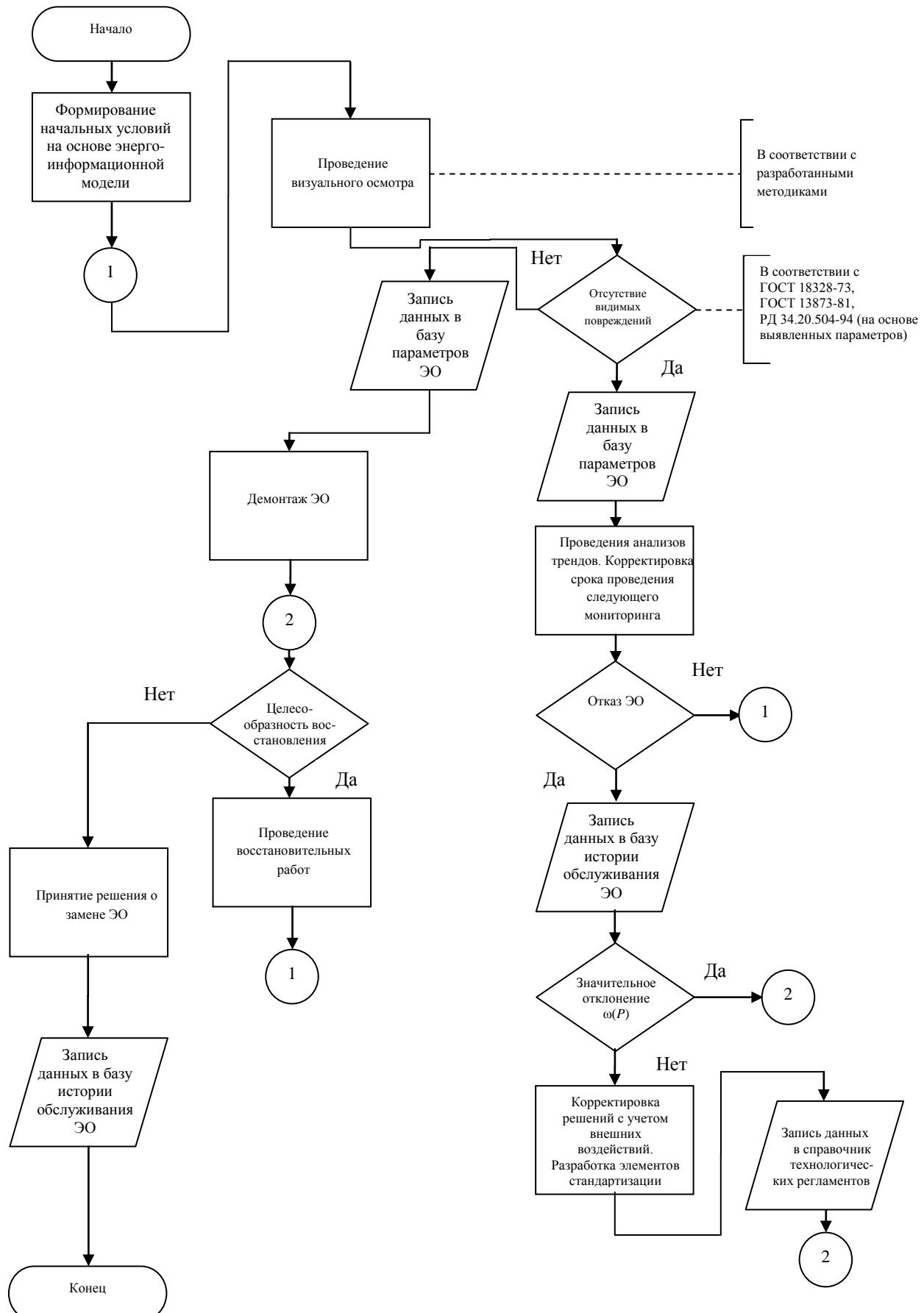


Рисунок 5.6 – Обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования ЭО на основе эвристики H_4

По мере увеличения сложности и качества проведения мероприятий по анализу ТС и обслуживанию ЭО увеличивается объем операций, необходимых для реализации алгоритма. Однако, несмотря на кажущуюся громоздкость, в целом алгоритмы являются простыми в выполнении из-за своей четкой последовательности.

В рамках системы информационной поддержки управления ЖЦ ЭО все информационные потоки, касающиеся данного вида электротехнического оборудования, должны быть зафиксированы и отражены в соответствующем блоке энергоинформационной модели. Принятие различного рода решений и переход от одной стадии эксплуатационного цикла к другой также осуществляются на основе данных, взятых из энергоинформационной модели.

5.3. Совершенствование методов экспертной оценки функционирования электротехнических комплексов

5.3.1. Исходные положения

В современных инфокоммуникационных системах оценка предельных сенсорных возможностей оператора, а также контроль эффективности его деятельности становятся еще более актуальными проблемами. Учет роли индивидуально-психологических различий, целей, задач и конкретных условий сенсорно-перцептивной деятельности, осуществляющейся в различных областях практики, необходим для успешного решения конкретных задач и разработки новых эффективных технологий, в частности экспертной оценки факторов риска.

Рассмотренные выше параметры оценки ТС ЭО в ряде случаев могут быть измерены количественно, как правило, посредством соответствующей элементной приборной базы. Однако, как уже было отмечено, существуют и другие приоритетные параметры, для которых вместо утверждений с конкретными числами можно ожидать лишь качественных оценок. В данных условиях и

происходит процесс принятия решения, например о замене узлов ЭО, во избежание внезапных отказов (аварий), приводящих к более значительным потерям.

Бесспорно, что для принятия обоснованных решений необходимо опираться на опыт, знания и интуицию специалистов. Данная составляющая является наиболее приоритетной в системе принятия решения и определяет её эффективность.

Экспертные оценки могут быть как индивидуальными, так и коллективными.

Индивидуальные оценки – это оценки одного специалиста. В контексте мониторинга и визуальных осмотров ЭО это оценка специалистом качественных параметров ЭО, которую предлагается выполнять по шкале оценок [0, 1]. Необходимо также рассматривать возможность осуществления специалистом (экспертом) субъективной первичной идентификации места развивающегося дефекта и возможных причин возникновения этого дефекта в случае, где это возможно, в силу специфики работы оборудования и его конструктивного исполнения.

Существует также возможность оценить степень уверенности специалиста при обнаружении того или иного признака (например, наличие шума), характеризующего работу оборудования, при введении соответствующей шкалы.

В сложных случаях используют коллективные экспертные оценки (например, при решении задачи выбора объекта для проведения работ по системам мониторинга и диагностики в условиях ограниченности финансовых возможностей).

В работах [5, 12, 14, 18, 35, 36, 59, 60, 121, 168, 188, 217, 218, 229] рассматриваются различные методы получения коллективных экспертных оценок. Известны методы, когда с каждым экспертом работают отдельно, в других случаях экспертов собирают вместе для подготовки материалов для лица, принимающего решения (ЛПР). В одних методах число экспертов фиксировано и является таким, чтобы статистические методы проверки согласованности мнений

и затем их усреднения позволяли принимать обоснованные решения, в других – число экспертов растет в процессе проведения экспертизы.

Каждое решение предполагает использование тех или иных ресурсов; в рамках сложившейся на отраслевых предприятиях практики сметного планирования рассматриваются, в частности, финансовые отчисления на проведение работ (мониторинг, диагностика, ремонт).

В теории игр [114] рассматриваются методы оптимального поведения в условиях антагонистического или иного конфликта. Однако для нахождения решения в конфликтных ситуациях, реализуемых ограниченное число раз или всего один раз, рекомендации по теории игр теряют свой смысл. В антагонистических конфликтных ситуациях выбор оптимального решения основывается на теории минимакса (максимина), базирующейся на максиминном критерии (критерии Вальда).

Выбор оптимальных решений из числа попавших в зону неопределенности производится на основе комплексных критериев эффективности (выражения (4.14)–(4.15)).

5.3.2. Задача выбора схемы электроснабжения на основе коллективных экспертных оценок

Известны ситуации, когда задача анализа ЖЦ элементов ЭТК приводит к задаче оценки схем электроснабжения (как на этапе проектирования, так и в изменяющихся условиях эксплуатации).

Рассмотрим сценарий оценки различных промышленных схем электроснабжения на основе коллективных экспертных оценок [115, 139, 146].

Ввиду того, что решение задачи проводится в условиях неопределённости и отсутствия конкретных данных, сравниваются три варианта схем: 1, 2, 3. Сравнение осуществляется посредством комплексных критериев эффективности при следующем перечне критериальных свойств.

Критериальные свойства схем электроснабжения:

1. Техническое состояние ЭО (БД измерений) (min – соответствует неудовлетворительному состоянию).
2. Число отказов (аварий) ЭО (max – соответствует неудовлетворительному состоянию).
3. Устойчивоспособность и передаваемая мощность (min – соответствует неудовлетворительному состоянию).
4. Финансовые затраты на реализацию мероприятий по проведению обслуживания ЭО (в соответствии с базовыми эвристиками (5.18)–(5.20)). (min – соответствует неудовлетворительному состоянию).

Веса этих свойств оцениваются с помощью рангов пятью экспертами по формуле (4.11), и оценки сведены в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Матрица рангов критериальных свойств различных схем электроснабжения

Свойство, i	№ эксперта					R_i	v_i
	1	2	3	4	5		
1	2,5	2,5	2	2	2,5	11,5	0,274
2	3	2	3	3	2	13	0,225
3	2	2	4	2	3	13	0,225
4	2,5	2,5	1	3	2,5	11,5	0,274

Комплексные оценки эффективности трех вариантов, вычисленные по формулам (4.13) и (4.14), приведены в таблице 5.8 (оценки e_{ij} оценивались при $N = 1$).

Таблица 5.8 – Комплексная оценка эффективности вариантов схем электроснабжения

Схема, j	Оценки важности свойств, e_{ij}				$E_{a,j}$	$E_{r,j}$
	1	2	3	4		
1	0,667	0,667	0,833	1,000	0,796	0,772
2	1,000	0,333	0,833	0,667	0,720	0,612
3	0,333	1,000	0,333	0,333	0,484	0,392

Варианты имеют вполне различимые оценки E . Оценка средней гармонической – самая низкая (схема 3 на рисунке 5.7), предупреждает, что принятие этого варианта осуществляется в самую последнюю очередь при условии остатка денежных средств.

Данная процедура субъективной экспертной оценки и принятия решения группой экспертов применима при выборе главных схем электрических соединений, схем собственных нужд и схем электроснабжения ПМСО.

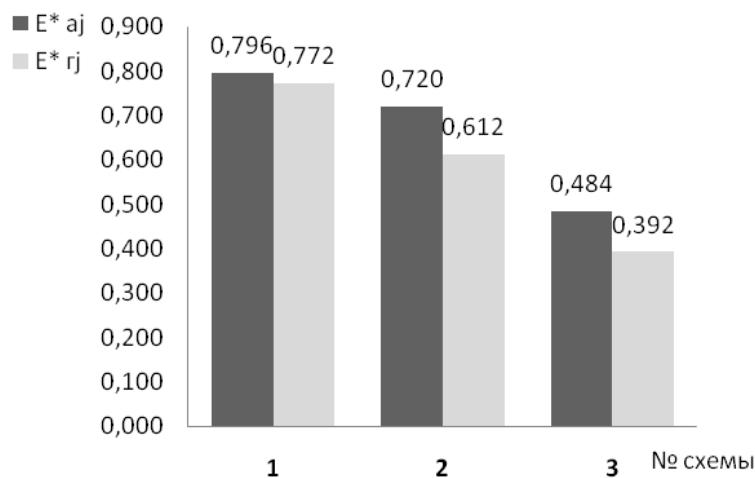


Рисунок 5.7 – Иллюстрация средней арифметической и средней гармонической форм оценки эффективности трёх вариантов схем электроснабжения

5.3.3. Количественная оценка субъективной уверенности эксперта

Задаче оценки субъективной уверенности оператора при решении сенсорных задач уделяется особое внимание, поскольку это направление непосредственно связано с исследованием роли так называемого субъективного фактора.

Анализ эмпирических исследований в области принятия решений и изучения вероятностной природы прогнозов позволил выделить следующие основные показатели количественной оценки субъективной уверенности эксперта [63]:

1) индекс Брайера (*Brier score*) BS – предназначен для измерения точности оценки субъективной вероятности. Субъективная вероятность – это число, выражающее оценку самим оператором возможности появления некоторого события. Индекс Брайера рассчитывается как средний квадрат отклонения субъективной вероятности от объективной:

$$BS = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\psi_i - e_i)^2, \quad (5.27)$$

где ψ_i – оценка субъективной вероятности в форме оценки уверенности, сделанной после принятия решения о появлении (непоявлении) случайного события E :

$$\psi_i = \begin{cases} 0, & \text{если эксперт не уверен,} \\ 0,25, & \text{если эксперт скорее не уверен, чем уверен,} \\ 0,50, & \text{если эксперт оценивает вероятность "50 на 50 %",} \\ 0,75, & \text{если эксперт скорее уверен, чем не уверен,} \\ 1,00, & \text{если эксперт абсолютно уверен,} \end{cases}$$

e_i – ответ эксперта о появлении (непоявлении) этого события:

$$e_i = \begin{cases} 1, & \text{при правильном ответе,} \\ 0, & \text{при ошибочном ответе,} \end{cases}$$

n – количество ответов эксперта в рассматриваемом периоде;

2) показатель сверх- или недоуверенности B – величина различия между средней (по всем категориям) оценкой уверенности и средней пропорцией правильных решений:

$$B = \bar{\psi} - P(C), \quad (5.28)$$

где $\bar{\psi}$ – среднее значение градации уверенности в рассматриваемом периоде в целом,

$P(C)$ – процент правильных решений;

3) индекс калибровки Cal – усредненный показатель величины соответствия оценок уверенности ψ_j эмпирическим вероятностям появления оцениваемого

события E (т.е. $P(C)$ по каждой из категорий), взвешенный по количеству оценок каждой категории:

$$Cal = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^t n_j (\psi_j - P(C)_j)^2, \quad (5.29)$$

где j – одна из используемых экспертом категорий уверенности,

t – количество категорий,

n_j – частота использования данной категории уверенности j ,

ψ_j – оценка субъективной уверенности эксперта,

$P(C)$ – процент правильных ответов для данной категории уверенности,

n – количество всех ответов эксперта в рассматриваемом периоде.

Индекс калибровки изменяется от 0 (полная калибровка, отсутствие рассогласования) до 1 (наихудшая калибровка, полная рассогласованность).

Как показала практика, в условиях неопределенности и неполноты информации данный подход наиболее применим при оценке ТС комплектных трансформаторных подстанций (базовая эвристика H_1).

Рассмотрим в качестве примера алгоритм проведения диагностики силового трансформатора 6/0,4 кВ в составе КТП на месторождениях нефтедобывающих предприятий [244]. Этап субъективной экспертной оценки является определяющим для проведения инфракрасного контроля температуры нагрева частей (узлов) трансформатора и лабораторных исследований. Соответствующие этапы представленного алгоритма согласованы с необходимой в этом случае нормативно-технической документацией (рисунок 5.8).

Действующим лицом и инициатором происходящих событий в системе субъективной оценки является работник-специалист. Необходимо обратить внимание на то, что квалификация обслуживающего персонала является значимой составляющей в идентификации ТС оборудования, достоверности получаемой информации на выходе. Далее будем рассматривать вариант квалифицированного персонала, не принимая во внимание возможности неправильного поведения системы по вине работника.

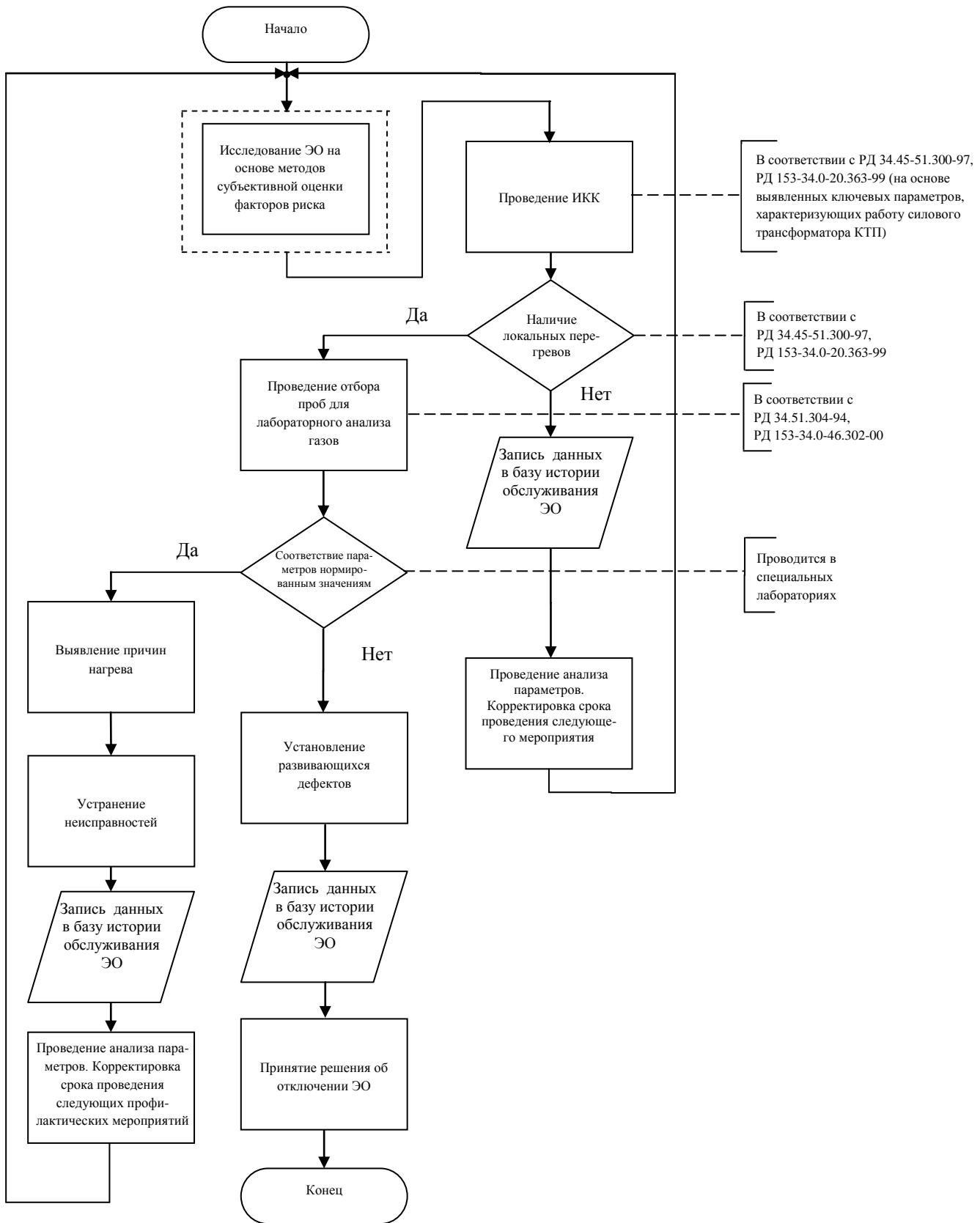


Рисунок 5.8 – Обобщенный алгоритм проведения диагностики силового трансформатора комплектной трансформаторной подстанции

Для определения системной функциональности, границ и анализа завершённости метода субъективной оценки факторов риска использовался метод диаграмм сценариев (*Use Case Diagram – UCD*).

В общем виде *UCD*-диаграмма системы обеспечения эффективного функционирования элементов ЭТК представлена на рисунке 5.9.

На диаграмме представлены «участники» процесса: система информационной поддержки управления ЖЦ ЭТК, работник, инженерно-технический работник (ИТР), экспертная система, эксперты, ЛПР.

Диаграмма отражает возможности субъективной оценки факторов риска:

- оценка ситуации одним специалистом непосредственно на месте обследования ЭО (вариант: субъективная оценка);
- оценка рисков множеством экспертов в энергетических подразделениях предприятия (вариант: субъективная оценка экспертами).

Основные функциональные требования к системе обеспечения эффективного функционирования элементов ЭТК:

- 1) работник знакомится с заданием на техническое обслуживание ЭО, получает наряд-допуск к объектам электроэнергетической системы;
- 2) работник выезжает на место обслуживания ЭО;
- 3) работник осуществляет оценку ТС оборудования и фиксирует в формуляре отклонение от нормы регламентируемых параметров;
- 4) работник определяет и заносит в формуляр степень риска отказа ЭО (субъективное мнение специалиста);
- 5) работник оставляет собственные нерегламентированные замечания по работе оборудования и предложения на качественном уровне;
- 6) работник проверяет наличие всех выходных данных, правильность их заполнения;
- 7) работник покидает место проведения мониторинга и закрывает наряд-допуск;
- 8) работник передает данные ИТР сервисной организации (зависит от построения информационного пространства).

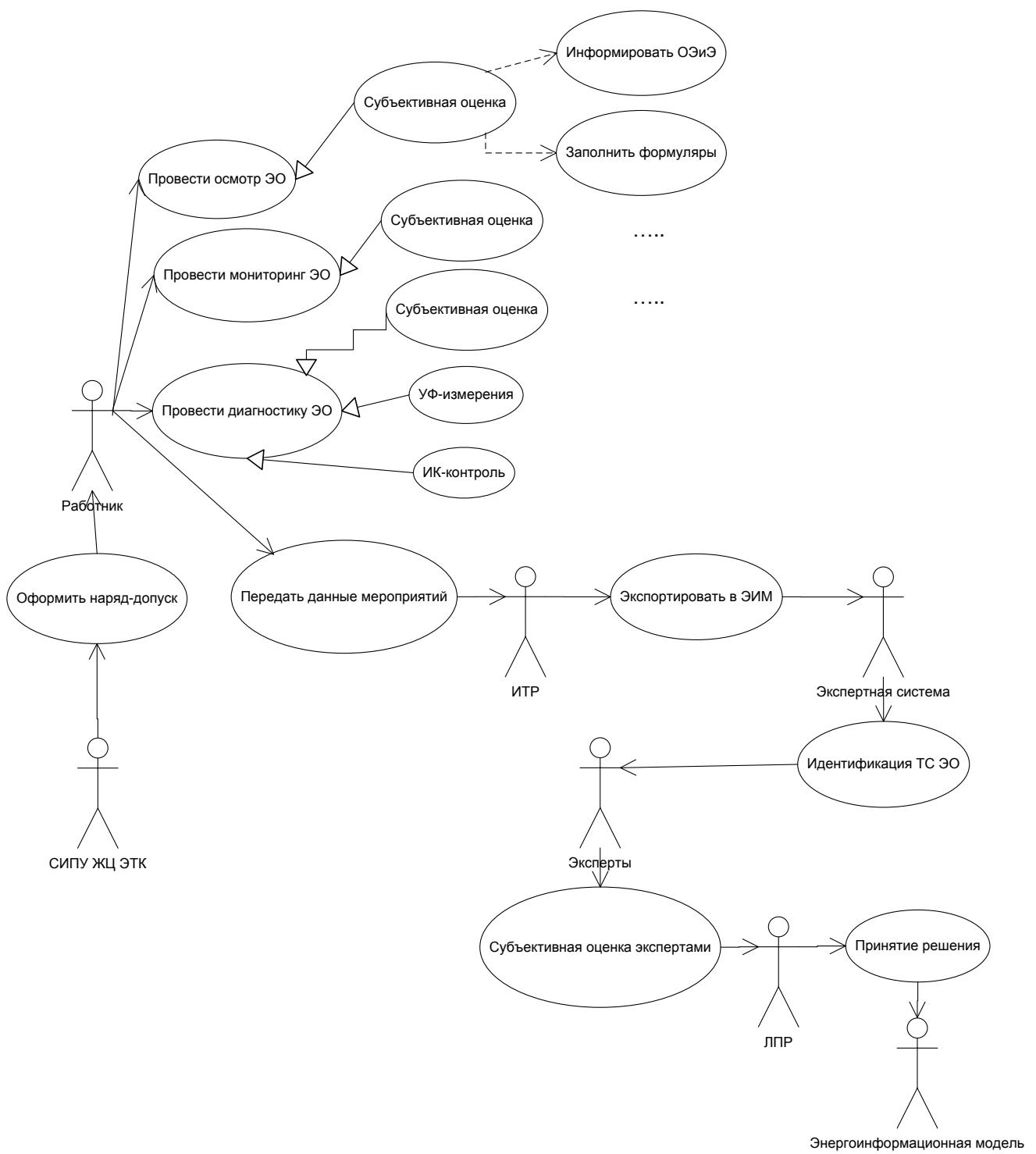


Рисунок 5.9 – Диаграмма сценариев системы обеспечения эффективного функционирования элементов ЭТК

Альтернативные сценарии диаграммы:

3а) параметры в норме,

3а1) работник фиксирует информацию в выходном формуляре и продолжает дальнейшую оценку ТС оборудования;

4а) степень риска выхода из строя ЭО высока,

4а1) работник срочно сообщает в отдел энергетического оборудования и энергоснабжения (заказчику) и уточняет, где именно обнаружен дефект;

5а) замечаний у работника нет,

5а1) вернуться к п.8 основного сценария.

На рисунке 5.10 рассмотрен обобщенный алгоритм субъективной экспертной оценки технического состояния электротехнического оборудования в виде последовательности операций и различных условий перехода от одного действия к другому.

Необходимо пояснить, что блок «Внести данные в выходные формуляры» включает запись не только регламентированных параметров мониторинга (осмотра), но и личные замечания специалиста на качественном уровне.

При определении слабых стимулов (сигналов), характеризующих ненормальную работу ЭО, возможно применение экспертом шкалы ответов, на основе которой осуществляется определение на количественном уровне степени уверенности персонала в сложных ситуациях, которую можно в дальнейшем коррелировать с различными внешними стимулами.

Основное назначение технологии субъективной экспертной оценки факторов риска отказов ЭО – эффективное использование опыта, знаний, умений и навыков работника-специалиста в достижении поставленных целей руководителем в эргатической, человеко-машинной, системе.

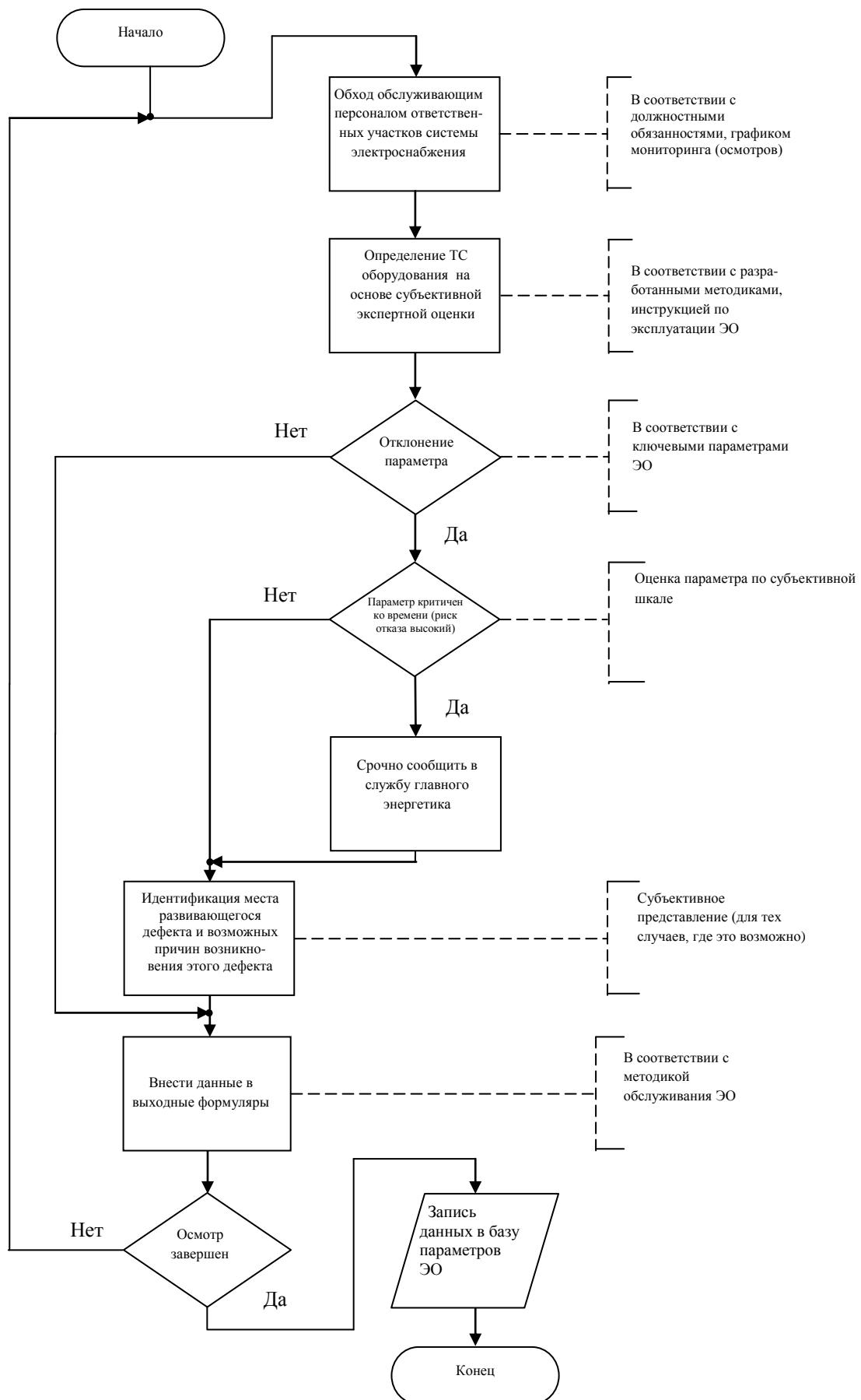


Рисунок 5.10 – Обобщенный алгоритм субъективной экспертной оценки ТС ЭО

Методы идентификации ТС ЭО на основе субъективной оценки факторов риска отказов ЭО (представленные в виде разработанных алгоритмов) могут присутствовать на уровнях мониторинга, визуального осмотра, при непосредственном обследовании специалистом ТС оборудования, и интегральной оценки состояния ЭТК и ЭЭС.

Выводы

1. Разработан подход к моделированию процессов проектирования, производства и эксплуатации, соответствующих различным этапам жизненного цикла элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, основанный на новой трактовке генетических операций и формализации генетических алгоритмов применительно к ключевым этапам ЖЦ ЭО.
2. Введена функция жизненного цикла электротехнического оборудования, обеспечивающая максимальное стремление к заданным условиям функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли. Сформированы базовые методики (эвристики) проведения обслуживания ЭО.
3. Разработаны и программно реализованы алгоритмы обеспечения эффективного функционирования электротехнического оборудования для различных методик проведения обслуживания ЭО с применением метода генетического алгоритмирования.
4. Проведено обоснование принципов организации субъективной оценки факторов риска отказов электротехнического оборудования для задач управления жизненным циклом элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.
5. Разработана процедура принятия решения при выборе схем электроснабжения предприятий минерально-сырьевой отрасли на основе комплексных критериев эффективности экспертных оценок.

6. Разработана диаграмма сценариев системы обеспечения эффективного функционирования элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основе количественной оценки субъективной уверенности наблюдателя.

7. Разработан обобщенный алгоритм идентификации технического состояния элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли с учетом субъективной экспертной оценки факторов риска отказов электротехнического оборудования.

6. Разработка научно-технических решений и мероприятий, обеспечивающих повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

6.1. Методика интегрированной логистической поддержки этапов жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

Ключевой задачей обеспечения ЖЦ ЭТК является поддержка интеграции всех информационных потоков, начиная с аспектов проектирования и разработки, до задач внедрения, эксплуатации и утилизации электротехнического оборудования.

Системный подход к проектированию ЖЦ объекта и комплекс управлеченческих мероприятий, направленных на сокращение затрат, объединяются понятием интегрированной логистической поддержки (ИЛП – *Integrated Logistic Support*). ИЛП – методология оптимизации стоимости ЖЦ объекта с учетом критериев его наилучшей пригодности к поддержке эксплуатации, надежности и ремонтопригодности, основанная на построении интегрированной логистической системы [15, 76].

Применительно к ЭТК ПМСО в интегрированной логистической поддержке следует рассматривать:

- исследование перспектив реализации ЭТК;
- определение инфраструктуры системы обслуживания ЭТК в период эксплуатации, в том числе планирование процедур материально-технического обеспечения, диагностики состояния электротехнического оборудования, ремонта и т.п.;
- учет требований ремонтопригодности при проектировании ЭТК, разработку средств обслуживания сложного ЭО параллельно с разработкой самого ЭТК;
- расчет надежности и длительности безотказной работы ЭТК;

- расчет затрат на производство и эксплуатацию ЭТК;
- определение состава и необходимого объема запасных частей;
- обучение обслуживающего персонала;
- поддержку связей между заводом-изготовителем, испытательным центром и предприятием-эксплуатантом путем обеспечения доступа к интегрированной базе данных ЭО с целью упрощения диагностики состояния и ремонта ЭО, а также получения изготовителем данных о неисправностях и отказах с целью принятия мер по повышению надежности элементов ЭТК;
- классификацию и кодификацию ЭО и материалов, необходимых для упрощения поиска нужных данных в справочниках и базах данных;
- разработку и сопровождение электронной эксплуатационной и ремонтной документации.

Схема ИЛП для стадий ЖЦ ЭТК представлена на рисунке 6.1 [303].

Стадиям разработки концепции ЭТК и проектирования структурных элементов ЭТК соответствуют стадии разработки стратегии и проектирования системы поддержки эксплуатации ЭТК. Определяются конструктивные особенности ЭО, обеспечивающие наилучшую пригодность к поддержке эксплуатации [76]. Каждый вариант конструкции, типоразмера ЭО имеет свои функциональные характеристики и, соответственно, характеристики ИЛП.

На этапе эксплуатации ЭТК должны постоянно осуществляться мониторинг, диагностика и анализ технического состояния структурных элементов ЭТК, а также оценка эффективности эксплуатации ЭТК с целью проверки соответствия фактических и расчетных значений их характеристик [76].

Выявленное несоответствие фактической и расчетной степени пригодности ЭТК к поддержке эксплуатации требует пересмотра структуры интегрированной логистической поддержки ЭТК или, в худшем случае, изменения конструктивных особенностей элементов ЭТК.

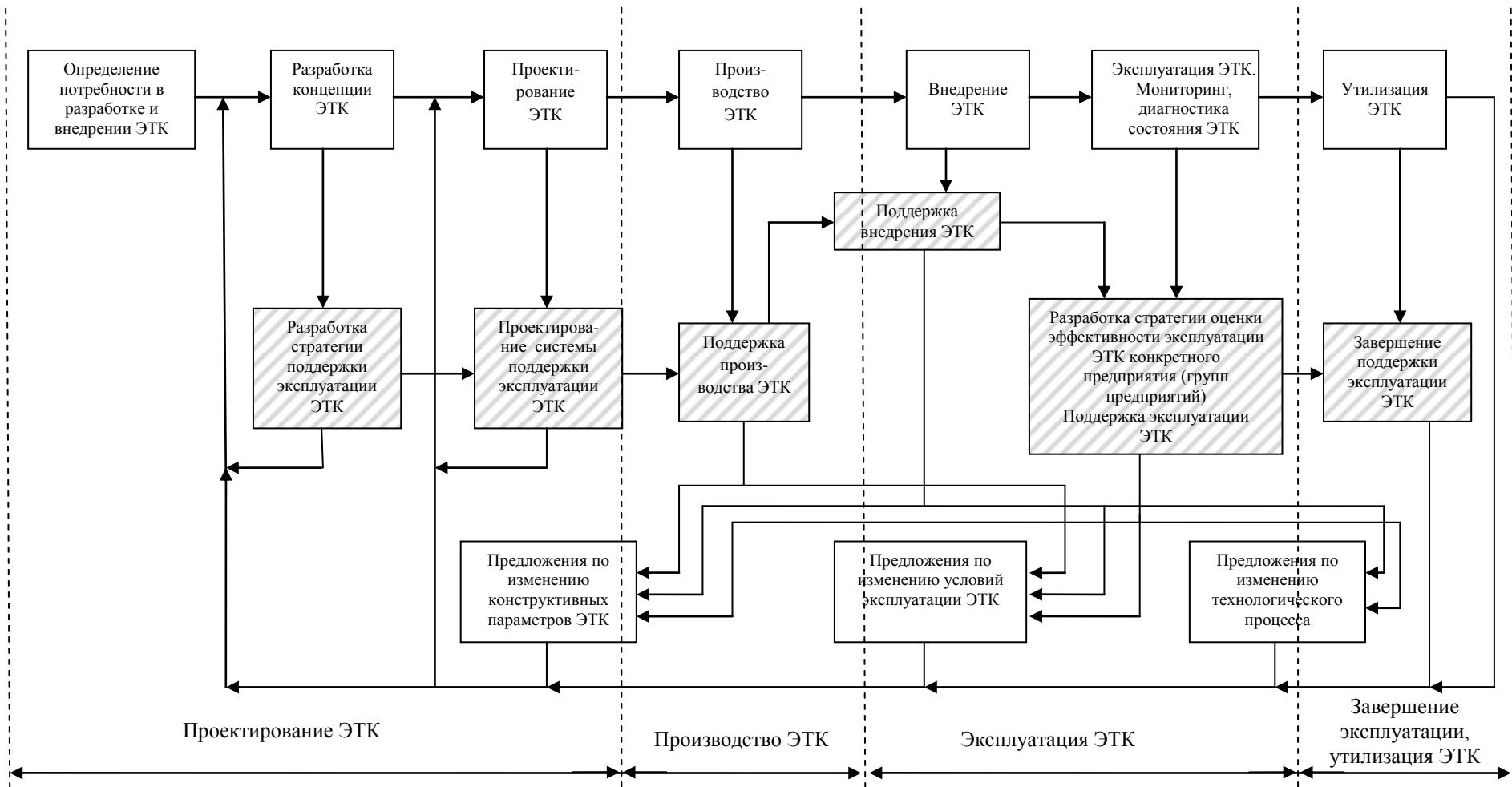


Рисунок 6.1 – Схема ИЛП для стадий ЖЦ ЭТК

В последнее время руководством отраслевых предприятий постоянно ведется контроль за текущей стоимостью ЖЦ ЭТК. Руководителю энергетических подразделений, в свою очередь, необходимо доказать вышестоящему руководству, что полученная в конечном итоге стоимость ЖЦ ЭТК оптимальна.

Методика интегрированной логистической поддержки ЖЦ ЭТК содержит следующие процедуры [13, 15, 76, 119]:

1) логистический анализ (*Logistic Support Analysis*) ЭТК, выполняемый с целью обеспечения необходимого уровня надежности, ремонтопригодности и пригодности к поддержке, а также установления требований к следующим позициям:

- конструктивным особенностям элементов ЭТК, размещению агрегатов и узлов, подлежащих регулярному обслуживанию, замене и ремонту;
- вспомогательному и испытательному оборудованию;
- численности и квалификации эксплуатационного и обслуживающего персонала;
- системе и средствам обучения;
- номенклатуре и количеству запасных частей, расходных материалов и т.д.;
- организации хранения, транспортировки, упаковки и т.д.;

2) планирование ТОиР ЭТК (*Maintenance and Repair Planning*): разработка концепции ТОиР, требований к элементам ЭТК в части их обслуживания и реализации плана ТОиР;

3) интегрированные процедуры поддержки материально-технического обеспечения процессов эксплуатации, обслуживания и ремонта ЭТК (*Integrated Supply Support Procedures Planning*), в том числе:

- определение параметров начального и текущего материально-технического обеспечения;
- заказ и планирование поставок электротехнических изделий;

4) меры по обеспечению персонала электронной эксплуатационной документацией (*Electronic Maintenance Documentation*) и электронной ремонтной документацией (*Electronic Repair Documentation*) на ЭО. Указанная документация

используется при поставке, вводе в действие, эксплуатации, сервисном обслуживании и ремонте ЭО.

На этапе логистического анализа задачи обеспечения надежности и ремонтопригодности могут быть рассмотрены в рамках проведения мониторинга и диагностики технического состояния ЭО в виде ряда соответствующих методик [15, 55, 131, 137, 304]:

- анализа последствий возможных неисправностей и путей их предотвращения (*Failure Modes Effects and Criticality Analysis – FMECA*);
- сравнительного анализа эффективности методов организации обслуживания ЭТК, позволяющих предотвратить возникновение неисправностей (*Reliability Centered Maintenance Analysis – RCMA*);
- анализа качества обслуживания ЭТК (*Level of Repair Analysis – LORA*).

Рассматриваемый подход предполагает создание информационной среды, способной обеспечить комплексный контроль и сопровождение ЭТК на этапах его жизненного цикла.

Информационное обеспечение ИЛП может быть организовано различными способами, однако в его основу обязательно положен принцип единства и открытости информационного пространства ИЛП, в рамках которого организуется взаимодействие всех заинтересованных участников [76].

Современный зарубежный опыт [257, 263, 316] показывает, что нельзя рассматривать любое электротехническое оборудование касательно только вопроса его эксплуатации, «оторванно» от вопроса его проектирования, в процессе которого и были заложены основные критерии, показатели надежности, режимы ЭЭС и другие аспекты, которыми приходится оперировать в процессе эксплуатации. Необходимо поддерживать единую информационную модель ЭТК в течение всего ЖЦ ЭТК [76, 257, 279–286, 295, 297, 312–316].

На рисунке 6.2 представлены основные материальные и информационные потоки при ИЛП ЭТК ПМСО.

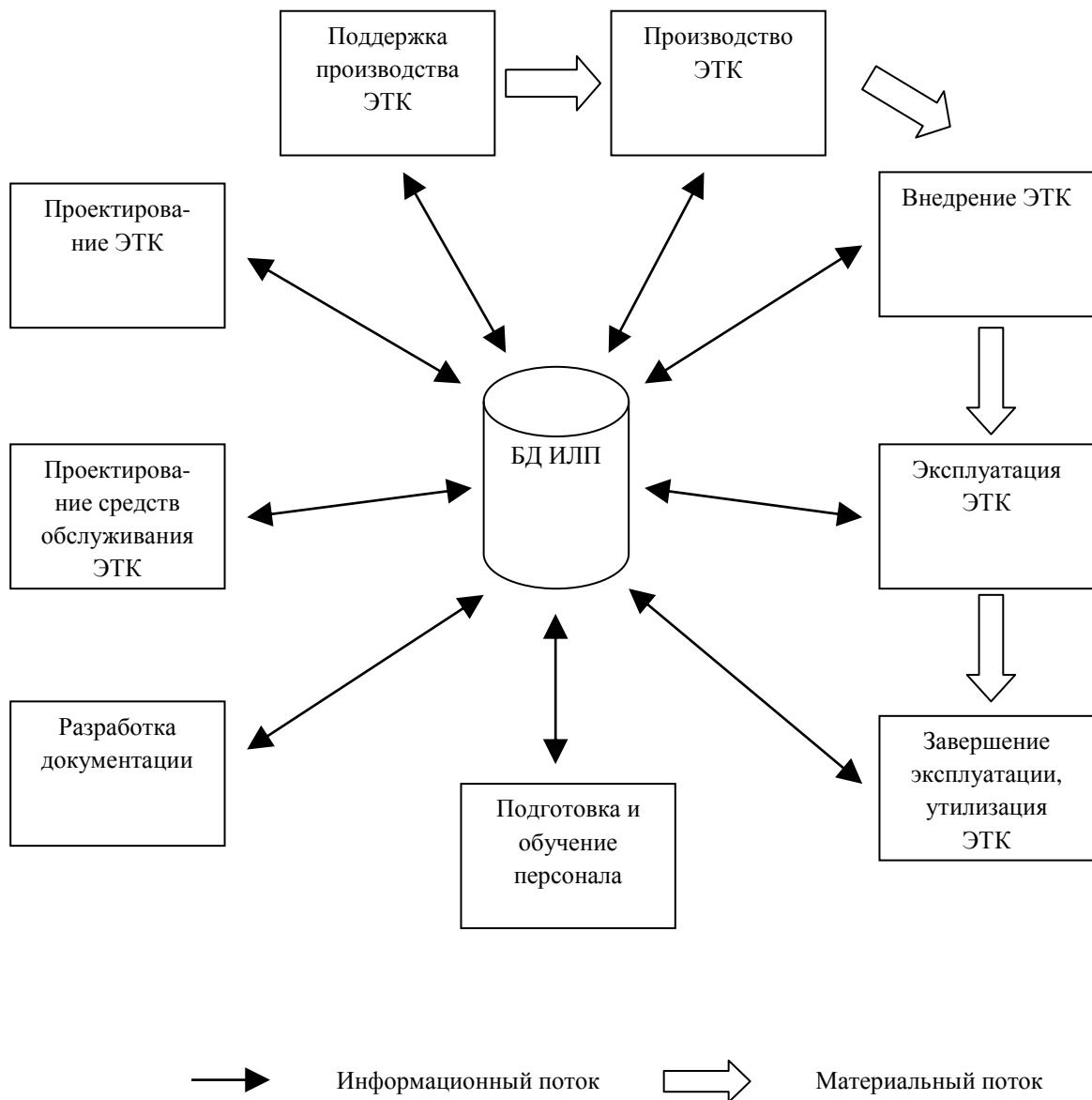


Рисунок 6.2 – Основные материальные и информационные потоки при ИЛП ЭТК ПМСО

Результаты проектирования ЭТК должны находиться под контролем системы управления информацией об электротехническом оборудовании (*PDM*-системы).

PDM (*Product Data Management*) – категория программного обеспечения, позволяющая сохранять данные об оборудовании в базе данных. К данным об оборудовании, прежде всего, относят инженерные данные (модели, чертежи, цифровые макеты, спецификации материалов) и данные испытаний ЭО.

Для выработки требований к конструкции элементов ЭТК, вытекающих из условий их перспективного функционирования, и к среде эксплуатации следует использовать методы логистического анализа, предварительно адаптировав к требованиям отечественных стандартов, прежде всего – в области унификации терминологии [76, 234, 321]. Сформированные требования к среде эксплуатации ЭО помещаются в базу данных, доступ к которой должны иметь все участники работы по организации ИЛП ЭТК (рисунок 6.2).

Основными типами воздействий для обеспечения эксплуатации ЭТК ПМСО являются:

- 1) изменение режима функционирования ЭТК (изменение процедур эксплуатации, структурные и параметрические изменения в ЭЭС);
- 2) модернизация ЭТК (оснащение дополнительными системами диагностики ТС ЭО, мероприятия по повышению надежности ЭО);
- 3) изменение стратегии технического обслуживания и ремонта ЭО.

Оценка ТС элементов ЭТК ПМСО представляет собой важную задачу, решение которой позволяет обнаружить на ранней стадии зарождающиеся дефекты и тем самым предотвратить аварийные ситуации, способные привести к серьезным негативным последствиям. Вместо существующих на большинстве предприятий системы планово-предупредительных работ, включающей в себя периодический контроль и профилактику, более целесообразной с технической и экономической точек зрения является обслуживание элементов ЭТК по их фактическому техническому состоянию. Это означает, что ремонтные работы производятся только тогда, когда в этом возникает необходимость.

Поэтому комплексная стратегия эффективного функционирования ЭТК должна быть построена в рамках системы обеспечения объектов ЭТК по техническому состоянию [91, 135, 258]. Основная задача ИЛП сводится к учету и управлению информационными потоками, обеспечивающими функционирование данной системы. В рамках ИЛП предлагается следующая схема информационного обеспечения и поддержки этапов управления ЖЦ ЭТК ПМСО (рисунок 6.3).

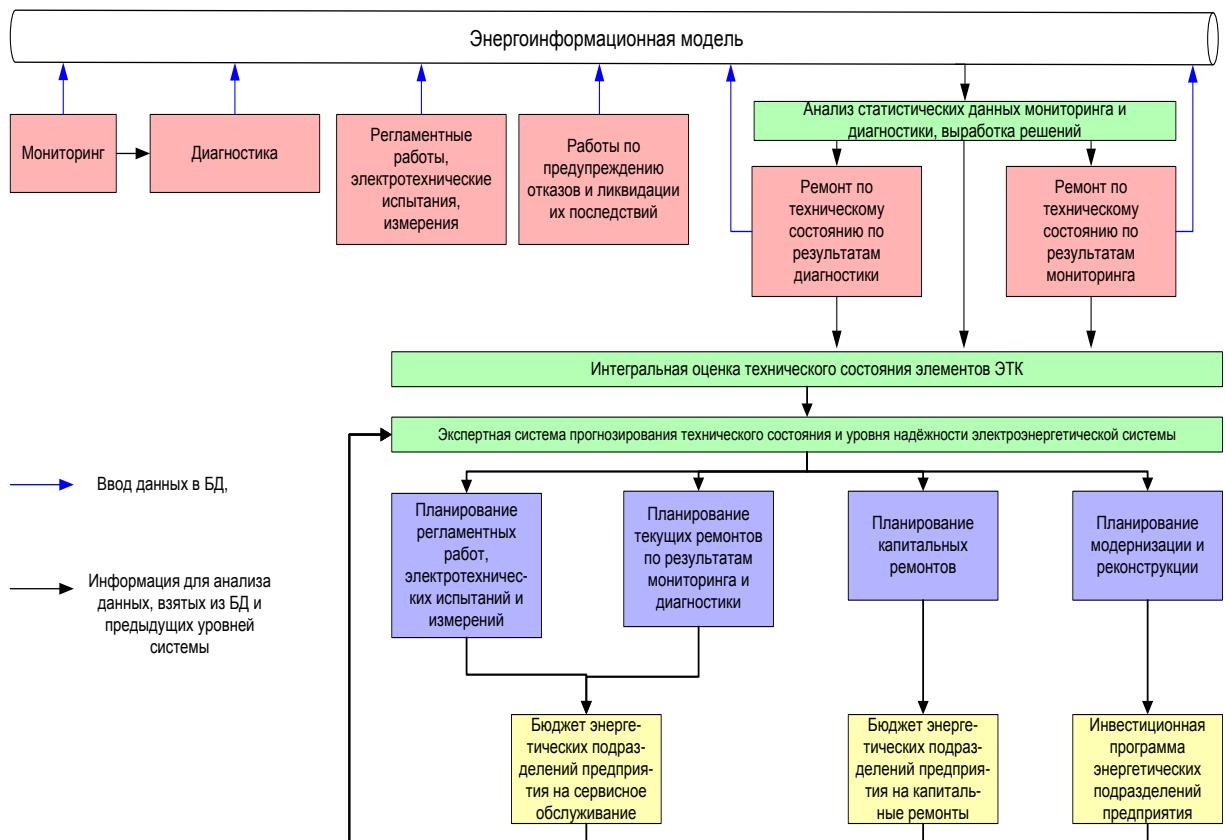


Рисунок 6.3 – Схема информационного обеспечения и поддержки этапов управления ЖЦ ЭТК ПМСО

В общем виде задача ИЛП ЖЦ ЭТК ПМСО включает в себя следующие подзадачи:

- определение состава элементов ЭЭС предприятия с учетом технологических взаимосвязей;
- определение внешних (системных) ограничений;
- определение потребности конкретных элементов ЭТК в объемах и сроках ТОиР;
- определение внутренних ограничений по срокам и затратам (включая все виды обеспечения ТОиР);
- подготовка графика ТОиР ЭО, включающего в себя сроки остановов и их продолжительность.

Сущность такой задачи состоит в определении ремонтных программ RP_i элементов ЭТК с одновременным использованием нормативной базы и

результатов оценок технического состояния. Такое сочетание информации позволяет наиболее полно использовать любые данные о ТС ЭО, получаемые как с помощью систем диагностики, так и по экспертным оценкам.

Современные методы диагностики и мониторинга технического состояния ЭО [34, 41, 64, 67, 80, 81, 84, 87, 88, 151, 177, 211, 212] предполагают измерение самых разных физических величин: частичных разрядов, электрических токов утечки, возвратного напряжения, акустических волн, вибрации, инфракрасного излучения и др.

Как уже отмечалось, целью концепции ИЛП ЖЦ ЭТК является повышение эффективности управления информацией о конкретном ЭО за счет высокоавтоматизированного процесса на основе технологий обработки, хранения, доступа и передачи информации вне зависимости от способа ее представления, количества и местонахождения.

В [13, 15, 76, 119, 156, 234] отмечается, что основой создания такого рода системы является интегрированная информационная среда как совокупность распределенных баз данных, содержащих сведения об оборудовании, производственной среде, ресурсах и процессах предприятия, обеспечивающая корректность, актуальность, сохранность и доступность данных (на основе прав доступа) субъектам производственно-хозяйственной деятельности, участвующим в осуществлении ЖЦ ЭТК ПМСО.

В такой среде протекают информационные процессы, сопровождающие и поддерживающие ЖЦ ЭТК на всех его этапах. Использование энергоинформационной модели ЭТК позволяет реализовать главный принцип интегрированной поддержки изделий (ИПИ): информация, однажды возникшая на каком-либо этапе ЖЦ, сохраняется в хранилище данных и становится доступной всем участникам этого и других этапов (в соответствии с имеющимися у них правами пользования этой информацией) [13, 76, 234]. Это позволяет избежать дублирования, перекодировки и несанкционированных изменений данных, избежать связанных с этими процедурами ошибок и сократить затраты труда, времени и финансовых ресурсов.

Как показано в п.3.2.1, при создании и разработке новых элементов ЭТК и технологической подготовке их производства средствами конструкторских и технологических систем автоматизированной подготовки производства в энергоинформационной модели создается объект, в описании которого учитываются все входящие компоненты: узлы, агрегаты, комплектующие, материалы и т.д. Каждый объект обладает атрибутами, описывающими как свойства физического объекта (технические требования и условия, размерные и массогабаритные показатели, характеристики надёжности, ресурса и др.), так и свойства элемента электроэнергетической системы.

Использование такого подхода позволяет:

- оперативно вносить и получать информацию об отказавших элементах ЭТК, а также выявлять причины отказа;
- отслеживать изменения параметров и показателей надёжности элементов ЭТК во временном интервале;
- производить анализ и обработку данных с последующей экспертной оценкой ТС элементов ЭТК;
- использовать методы прогнозирования для построения стратегий дальнейшей эксплуатации ЭТК.

Тогда в целом энергоинформационная модель должна обеспечить информационное обслуживание и поддержку деятельности:

- руководства предприятия;
- разработчиков (конструкторов), наладчиков, работников сервисных служб предприятия-изготовителя ЭО;
- технологов, управленческого, производственного, эксплуатационного и ремонтного персонала отраслевого предприятия.

Технологии представления данных являются набором методов для представления в электронном виде данных об элементах ЭТК, относящихся к отдельным процессам ЖЦ ЭТК ПМСО. Эти технологии предназначены для автоматизации отдельных процессов ЖЦ ЭТК ПМСО, что является одним из пунктов стратегии *CALS* (*Continuous Acquisition and Life cycle Support* –

непрерывная информационная поддержка жизненного цикла) по обеспечению эффективного функционирования ЭТК [13, 234]. Технологии представления данных включают также технологии перевода данных из бумажного в электронный вид.

Рассматриваемая группа *CALS*-технологий состоит из известных методов [13, 76, 234], которые можно разделить на три направления (в соответствии с рисунком 1.2):

1) технологии автоматизации проектирования ЭТК, в частности, компьютерные системы автоматизированного проектирования (*CAD – Computer-Aided Design/Drafting*), системы технологической подготовки производства (*CAM – Computer-Aided Manufacturing*), системы инженерных расчетов (*CAE – Computer-Aided Engineering*) и т.п. Например, на рисунке 6.4 представлено пользовательское окно визуализации в среде *AutoDesk Navisworks* составных изделий и компонентов ГТЭС 20 МВт (с деревом соответствующих технических спецификаций) на одном из газовых месторождений, разрабатываемых зарубежной компанией. Проектная, рабочая и эксплуатационная документация «привязана» к конкретному компоненту системы;

2) технологии автоматизации производственных процессов и их планирования: *MRP* (*Material Requirements Planning* – планирование потребностей в материалах), *MRP-II* (*Manufacturing Resource Planning* – планирование ресурсов производства), *ERP* (*Enterprise Resource Planning* – планирование ресурсов предприятия). Такие системы в отечественной терминологии чаще всего называются АСУП (автоматизированные системы управления производством (предприятием));

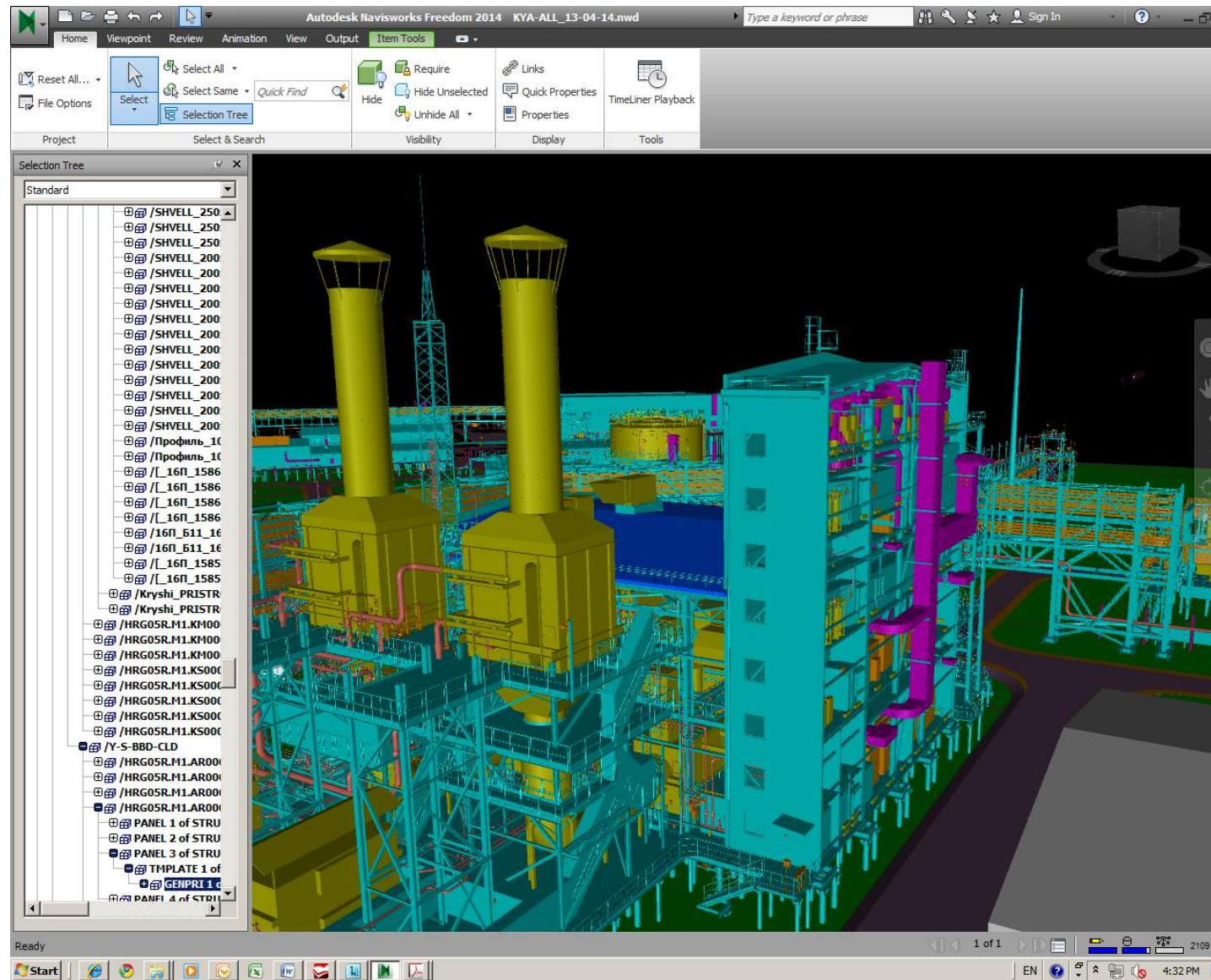


Рисунок 6.4 – Пользовательское окно визуализации составных изделий и компонентов при проектировании ЭТК

3) технологии поддержки внедрения, эксплуатации и завершения эксплуатации элементов ЭТК. В данную группу входят:

3.1) технологии автоматизации процессов эксплуатации технологического и электротехнического оборудования, АСКУЭ, АСТУЭ, АСОДУ;

3.2) интерактивные электронные технические руководства (ИЭТР). К данной категории относятся автоматизированные системы, предоставляющие оператору эксплуатационную информацию по конкретному оборудованию, а также возможности по диагностике оборудования, поиску и устранению неисправностей, обучению, взаимодействию с поставщиком и т.п.

6.2. Рекомендации по управлению эксплуатационной документацией, обеспечивающей эффективное функционирование электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

Анализ сложившейся на отраслевых предприятиях ситуации показал [153, 161, 164–166, 222, 241], что имеет место недостаток как статистической, так и эксплуатационной, нормативной, руководящей документации, касающейся вопросов функционирования ЭТК и его элементов; имеет место низкая степень оперативности ее поиска.

Одним из важнейших компонентов ИЛП является обеспечение персонала эксплуатационной и ремонтной документацией, выполненной в электронном виде. Характерным свойством такой документации в современных условиях является ее интерактивность [49]. Для реализации такой возможности, а также для задач обучения персонала, занимающегося обслуживанием и эксплуатацией ЭО, рекомендуется разработка интерактивных электронных технических руководств *IETM – Interactive Electronic Technical Manual* (или *IETP – Interactive Electronic Technical Publication*) и интерактивных электронных учебных пособий (*ICW – Interactive Courseware*). В них содержатся описания ЭО, технологии эксплуатации, поясняются приемы обслуживания, методы диагностики и ремонта.

К интерактивной эксплуатационной документации предъявляются повышенные требования: приспособленность к внесению изменений и конвертированию форматов, должная степень интерактивности и управления данными, адаптация учебного материала к конкретным запросам пользователей, малые затраты на создание новых версий документов [15, 49, 162].

Типичный состав ИЭТР:

- описание устройства и функционирования ЭО и его частей;
- правила эксплуатации ЭО (включая ограничения и подготовку к использованию);
- методики диагностики ЭО и поиска неисправностей, ТОиР;
- регламенты технического обслуживания, планирование и учет регламентных работ;
- каталоги и ведомости запасных частей и принадлежностей;
- модуль обмена информацией с заводом-поставщиком, модуль автоматизированного заказа материалов и запасных частей;
- требования к упаковке, транспортированию, консервации, хранению;
- правила утилизации.

Таким образом, ИЭТР может быть использовано для решения целого комплекса задач, связанных с информационной поддержкой ЭТК ПМСО на этапах ЖЦ ЭТК. В результате серии НИОКР на отраслевых предприятиях для задач поддержки этапов ЖЦ ЭО были разработаны ИЭТР на основе специализированных программных продуктов и самостоятельно разработанного программного обеспечения (ПО) [193–195, 197, 198]. Для задач обучения разработано междисциплинарное электронное учебное пособие [10].

Рассмотрим, в качестве примера, фрагмент ИЭТР по техническому обслуживанию и ремонту воздушной линии электропередачи 35–750 кВ с железобетонными одностоечными опорами и длиной пролета до 200 м.

Карта контроля параметров технического состояния воздушных линий электропередачи (входящая в состав ИЭТР и имеющая гиперактивные ссылки на нормативные источники) приведена в приложении Е.

В соответствии с п. 4.3.3.1, необходимо периодически контролировать, как минимум, четыре параметра:

1) x_1 – смещение опоры от вертикальной оси вдоль ВЛ (п. 21 таблицы Е.1);

2) x_2 – смещение опоры от вертикальной оси поперек ВЛ (п. 22 таблицы Е.1);

3) x_3 – коэффициент дефектности ВЛ (соответствует п. 27 таблицы Е.1) – является комплексным параметром, и его расчет производится на основе коэффициентов дефектности элементов:

$$x_3 = K_{\text{двл}} = 0,40 K_{\text{до}} + 0,10 K_{\text{дФ}} + 0,30 K_{\text{дП}} + 0,10 K_{\text{дТ}} + 0,07 K_{\text{ди}} + 0,03 K_{\text{да}}, \quad (6.1)$$

где $K_{\text{двл}}$ – коэффициент дефектности воздушной линии электропередачи;

0,40; 0,10; 0,30; 0,10; 0,07 и 0,03 – весовые коэффициенты, отражающие соответственно влияние технического состояния опор, фундаментов, проводов, тросов, изоляторов и арматуры на стоимость ремонтных работ по замене всех дефектных элементов ВЛ 35–750 кВ исправными аналогичными элементами;

$K_{\text{до}}$ – коэффициент дефектности опор;

$K_{\text{дФ}}$ – коэффициент дефектности фундаментов;

$K_{\text{дП}}$ – коэффициент дефектности проводов;

$K_{\text{дТ}}$ – коэффициент дефектности тросов;

$K_{\text{ди}}$ – коэффициент дефектности изоляторов;

$K_{\text{да}}$ – коэффициент дефектности арматуры.

4) x_4 – избыточная температура (соответствует п. 3 таблицы Е.1) – превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях. Превышение температуры – разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха. Состояние контактов и контактных соединений оборудования оценивается по избыточной температуре при рабочих

tokах нагрузки $I_{\text{раб}} = 0,3 \dots 0,6I_{\text{ном}}$. В качестве норматива используется значение температуры, приведенное к $0,5I_{\text{ном}}$ [175, 177]:

$$x_4 = \Delta\Theta_{0,5} = \Delta\Theta_{\text{раб}} \left(\frac{0,5I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2, \quad (6.2)$$

где $\Delta\Theta_{0,5}$ – избыточная температура при токе нагрузки $0,5I_{\text{ном}}$;

$\Delta\Theta_{\text{раб}}$ – избыточная температура при рабочем токе нагрузки $I_{\text{раб}}$.

Степень неисправности контактов и контактных соединений оценивается следующим образом:

$\Delta\Theta_{0,5} = 5\dots10^\circ\text{C}$ – начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику;

$\Delta\Theta_{0,5} = 10\dots30^\circ\text{C}$ – развивающийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе ЭО из работы;

$\Delta\Theta_{0,5} > 30^\circ\text{C}$ – аварийный дефект, требующий немедленного устранения.

Фрагмент разработанной методики контроля параметров ВЛ (входящей в состав ИЭТР по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ 35–750 кВ) представлен на рисунке 6.5.

Кроме интерактивных ссылок на карты контроля параметров ТС, в отраслевых ИЭТР предусматриваются интерактивные ссылки на технологические карты по ТОиР ЭО, в которых учитываются нормы времени выполнения операции, квалификация ремонтного (обслуживающего) персонала, применяемая оснастка, вид ремонта, нормы расхода запчастей и материалов (изоляционных, лакокрасочных, смазочных) на ремонтные операции, согласно выданной спецификации товарно-материалых ценностей и утвержденных документов. Принципы построения моделей технологических операций для технологических карт рассмотрены в п.3.4.

С учетом обозначенных подходов при наличии комплекса технических средств мониторинга и диагностики, а также при достаточно полной проработке ПО в плане нормативных и технических аспектов предприятие может

ориентироваться на переход к системе обслуживания ЭО по техническому состоянию.

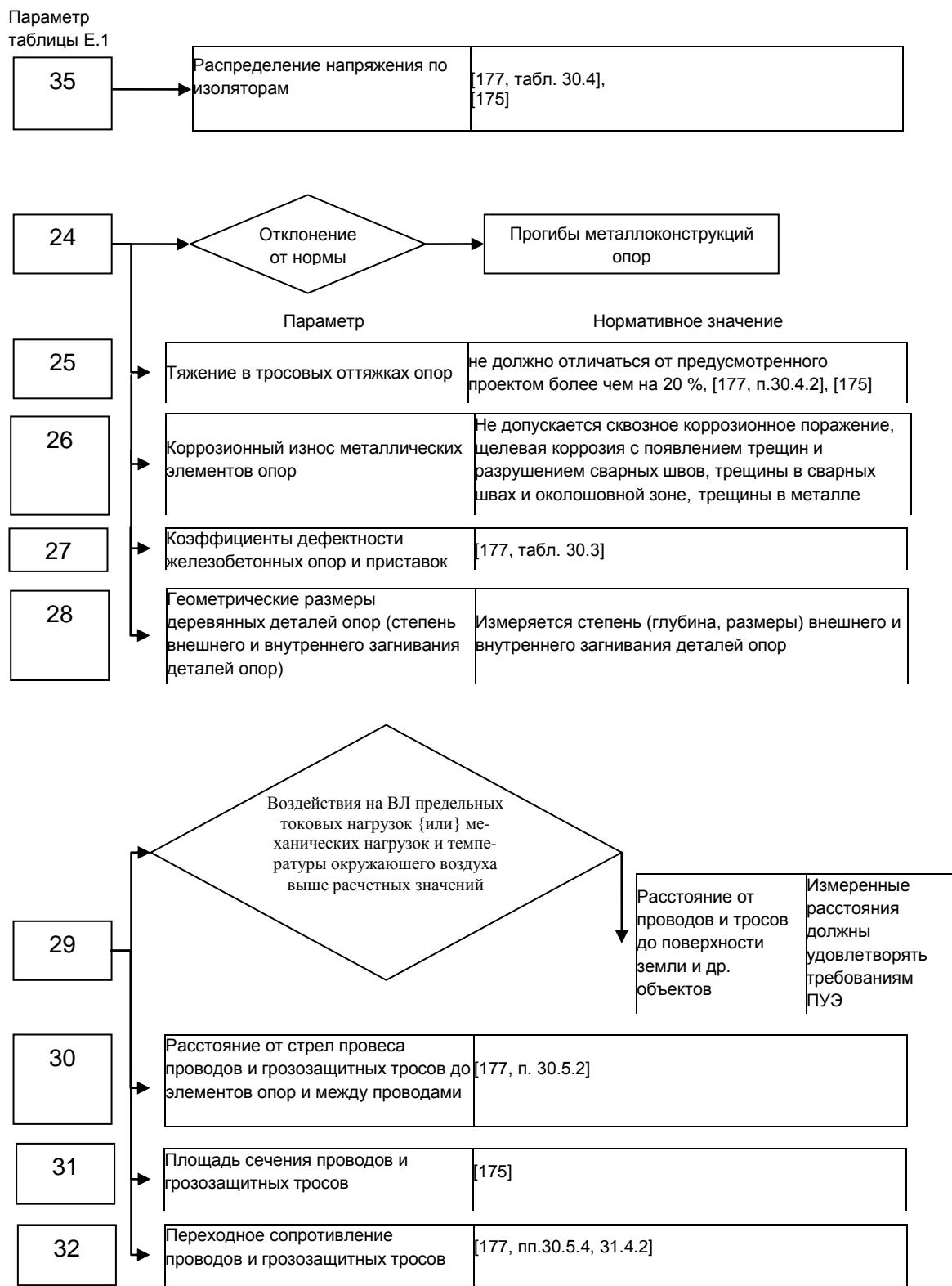


Рисунок 6.5 – Фрагмент разработанной методики контроля параметров ВЛ

6.3. Система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования

Рассмотренные выше принципы построения энергоинформационной модели явились основой разработанных и внедренных на отраслевых предприятиях систем информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования.

Как уже отмечалось в п. 2.3, инициирующим расчетом энергоинформационной модели является расчет стационарных и квазистационарных режимов ЭЭС ПМСО. Метод моделирования режимов электроэнергетических систем и разработанные на его основе программные комплексы «Энергетика» [203] и «*Power System Supply*» [205] приняты к реализации на ряде региональных отраслевых предприятий.

Программная реализация алгоритмов СИПУ ЖЦ ЭО соответствует функциональной схеме, представленной на рисунке 3.2, и содержит следующие процедуры [299, 301, 309]:

1. Расчет энергоинформационной модели (на основе расчета стационарных и квазистационарных режимов ЭЭС).
2. Формирование и ранжирование целей, которым должно удовлетворять электротехническое оборудование (в соответствии с п. 4.2.4).
3. Синхронизация энергоинформационной модели с информационно-аналитическими системами, развернутыми на предприятии (в соответствии с п.3.2.2). Выгрузка данных из баз данных и справочников (методов измерения, приборов, параметров, типов оборудования) из информационно-аналитических систем.
4. Вычисление оптимального значения для каждого показателя (по умолчанию в системе реализован алгоритм, при котором оптимальное значение – это среднее значение из диапазона). Вычисление границ для верхнего, среднего и нижнего уровней с заданным процентом отклонения от оптимального значения (в соответствии с выражениями (4.20)–(4.23)).

5. Расчет комплексной оценки эффективности по вариантам (в соответствии с формулой (4.14)).

6. Расчет коэффициентов регрессии для функции, характеризующей степень соответствия текущего состояния электротехнического оборудования заданным целям. Проверка модели на воспроизводимость по G -критерию Кохрена. Проверка коэффициентов регрессии на значимость по критерию Стьюдента. Проверка адекватности уравнения регрессии по F -критерию Фишера.

7. Формирование отчетных документов, трендов, характеризующих параметры безотказной работы элементов, планов-графиков ППР (в соответствии с п.3.3), ведомостей, формуляров, спецификаций и др.

Управленческие решения принимаются в трех подсистемах [28]:

$$U = \{U_m, U_{ma}, U_a\}, \quad (6.3)$$

где U_m – подсистема принятия решений ЛПР;

U_{ma} – подсистема автоматизированного принятия решений;

U_a – подсистема автоматического принятия решений (совместимая с информационно-аналитическими системами производства).

Реализация управленческих функций в различных подсистемах зависит от степени их формализации [28]: управленческая функция формализована в том случае, если все этапы ее реализации описаны каким-либо образом (в соответствии с (2.199)): базой данных (DB), системой управления базой данных ($CSDB$), базой знаний (KB), системой управления базой знаний ($CSKB$), технологическими картами (PC), технологическими регламентами (PS), программно-техническим обеспечением (HW), математическим (алгоритмическим) обеспечением (SW).

Анализ показал, что в качестве критериев и ограничений принятия решений в деятельности энергетических подразделений ПМСО целесообразно использовать технические и экономические характеристики:

o_1 – срок окупаемости,

o_2 – степень снижения потерь в сетях,

o_3 – обеспечение электроснабжением новых потребителей,

o_4 – необходимое финансирование представленных мероприятий и т.п.

Автоматически принятное решение может быть формализовано одним из двух вариантов:

1) решение поступает в виде расчетного показателя (например, норма трудозатрат на операцию в технологической карте) в энергоинформационную модель, т.е:

$$RD(v_1, v_2 \dots v_n) \rightarrow \underset{o \in O}{\text{optim}}, \quad (6.4)$$

где RD – рациональное решение;

O – критерий принятия рационального решения;

2) решение реализуется одной из альтернатив, выбор которой зависит от наличия или отсутствия необходимых условий.

В системе информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» [207] ранжирование измеренных величин и присвоение весовых коэффициентов происходит в зависимости от уровня адекватности оценок о техническом состоянии элементов ЭТК (в соответствии с п. 2.5). При этом учитываются такие основные факторы, как:

- учет дебитности скважин;
- уровень финансирования энергетических объектов;
- категорийность участка системы электроснабжения.

Предусмотрен учет и других критериев, необходимых оператору. Присвоение приоритетов может производиться как автоматически, так и вручную.

Данный комплексный подход иллюстрируется на рисунке 6.6 [140].

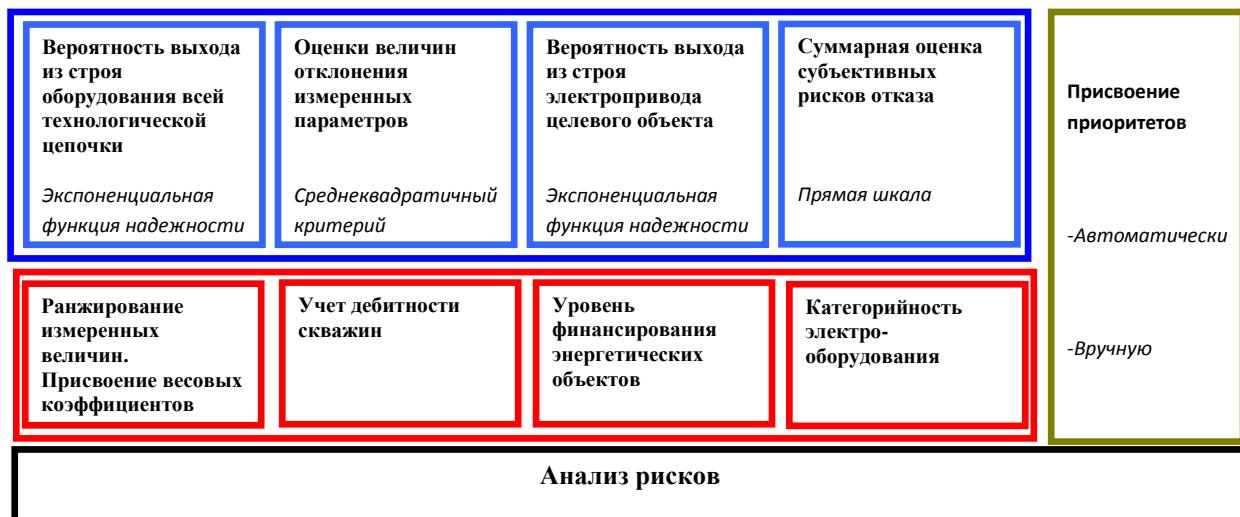


Рисунок 6.6 – Иллюстрация комплексного подхода к оценке технического состояния электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Главное окно программного комплекса представлено на рисунке 6.7 и содержит:

- Главное меню с пунктами «База данных», «Справочники», «Окно» и «Помощь», каждый из которых содержит один или несколько подпунктов;
- Древовидную структуру, содержащую цепочки электротехнического оборудования. Например, на рисунке 6.7 показана цепочка – «Оборудование \ ПС Чураки 35/6 кВ \ Т-2 \ Фидер №20 \ ТП-2001 \ 5A200L12НБУ3»;
- Закладку «Оборудование», содержащую список ЭО, находящегося на уровень ниже по отношению к узлу, который является выделенным в дереве оборудования;
- Закладку «Зависимые целевые объекты», содержащую список целевых объектов (скважин, узлов дожима нефти и прочее), зависящих от единицы оборудования, являющейся выделенной в дереве оборудования. Например, на рисунке 6.7, показан объект «Скважина 406», который является зависимым от узла 5A200L12НБУ3. Это означает, что при выходе двигателя 5A200L12НБУ3 из

строя, или при частичной потере работоспособности, произойдет снижение производительности скважины №406;

– Строку состояния, на которой показана информация о состоянии соединения с базой данных, а также о том, какая именно база данных используется в данный момент.

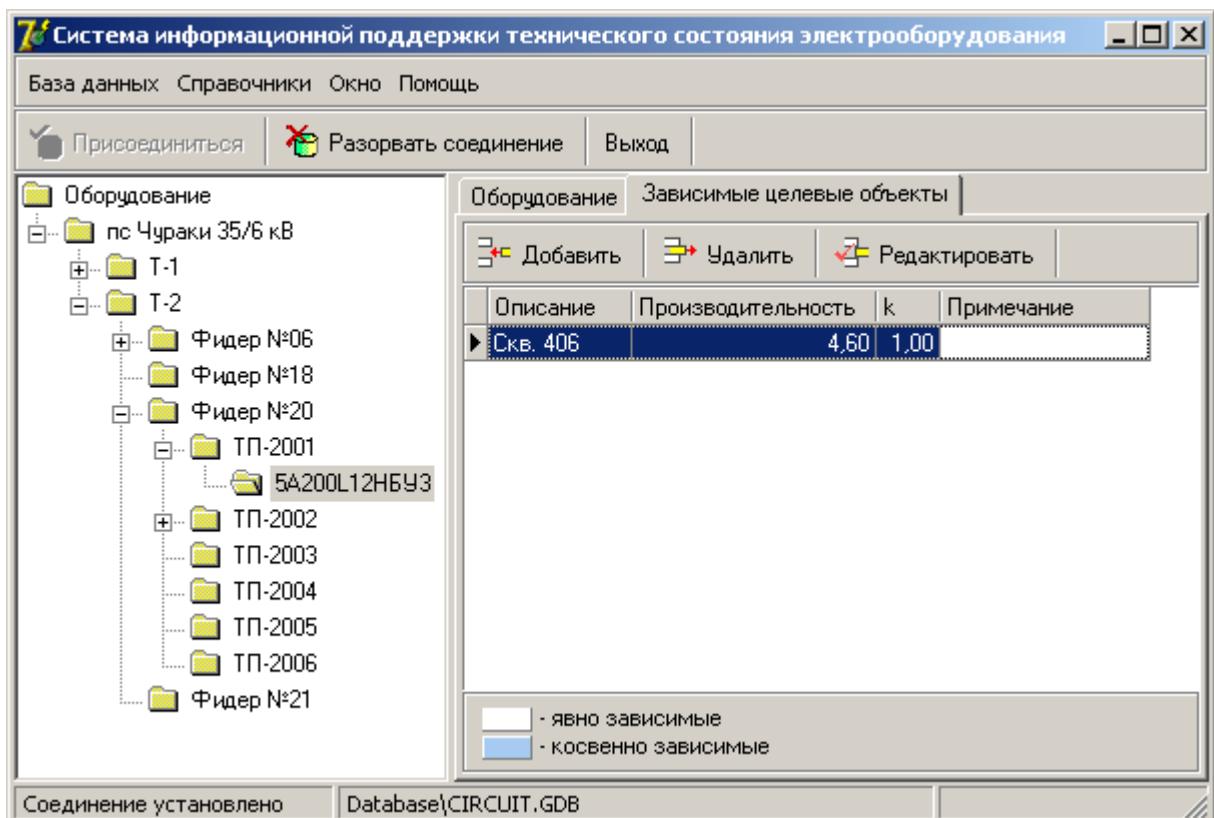


Рисунок 6.7 – Главное окно системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Для доступа в окно редактирования справочников в пользовательском меню существует специальная вкладка «Справочники». При раскрытии этой вкладки появляется список всех доступных для редактирования справочников (рисунок 6.8). При щелчке по соответствующему пункту меню появляется окно редактирования.

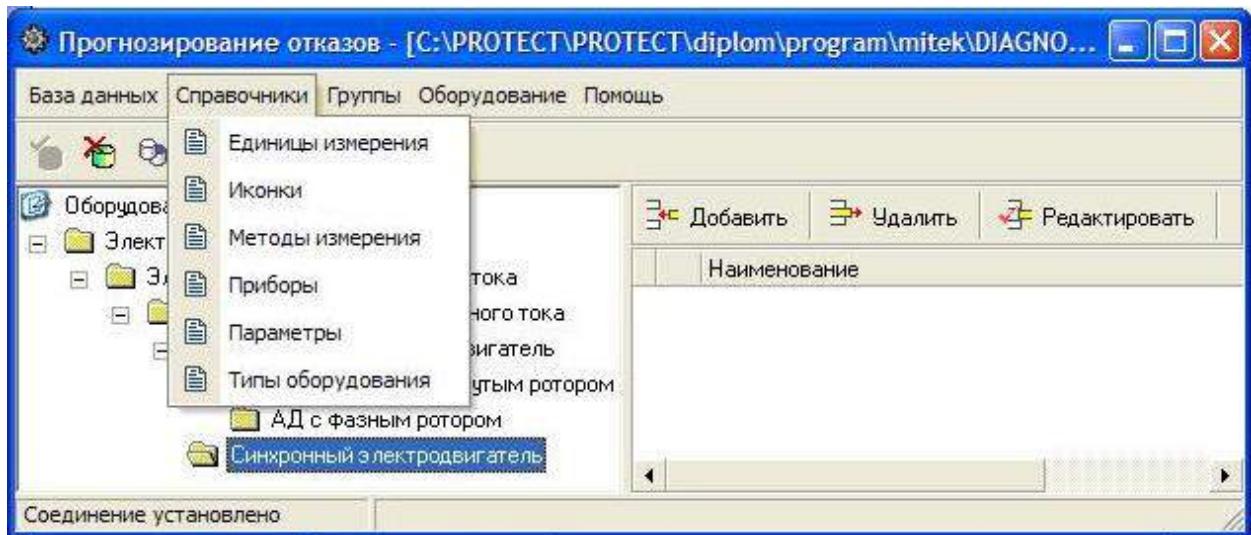


Рисунок 6.8 – Вкладка «Справочники» основного меню в главном окне системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Программный комплекс позволяет настраивать отчетные формы в удобном для оператора виде, а также экспортить их в любые офисные приложения для работы с документами. Примеры экранных форм приведены на рисунке 6.9.

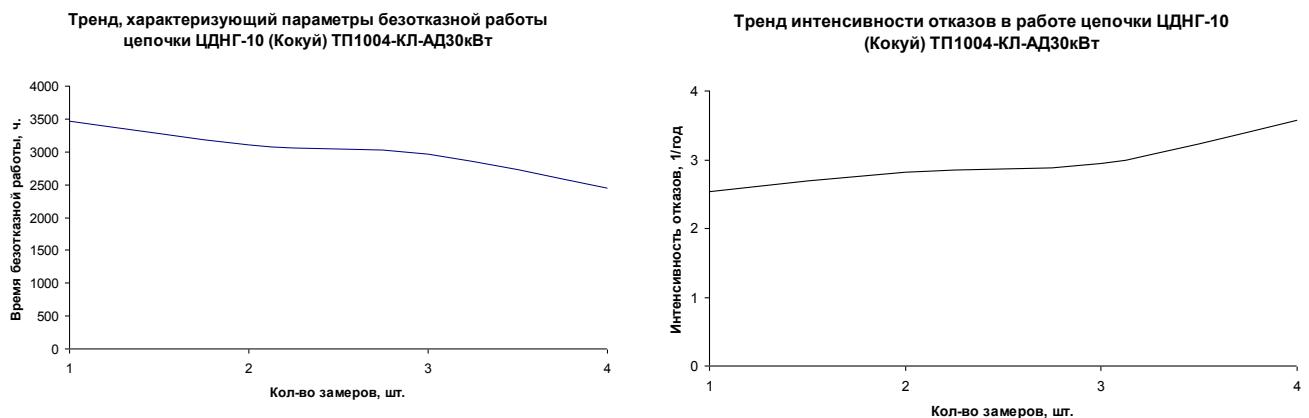


Рисунок 6.9 – Примеры экранных форм системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Разработанная система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования позволяет рассчитать

тренды, характеризующие параметры безотказной работы элементов, и сопоставлять зависимость уровня технического состояния ЭО от уровня финансирования с прогнозированием возникающих рисков «технологической недоотдачи». В таблице 6.1 приведен пример вывода вероятного времени простоя технологических цепочек нефтяного месторождения «Чураки» при нештатных ситуациях на участках системы электроснабжения месторождения.

Таблица 6.1 – Вероятное время простоя технологических цепочек месторождения «Чураки»

Место- рождение	Цепочка нефтепромысла	Номер скважины	Вероятное время простоя, ч	Дебит скважины, т/сут
Чураки	Тр-р №1 ПС «Чураки» 35/6 – Фид. №19 – ТП-1901 – АД	112	12	3,2
	Тр-р №1 ПС «Чураки» 35/6 – Фид. №19 – ТП-1904 – АД	64	17	4,8
	Тр-р №1 ПС «Чураки» 35/6 – Фид. №19 – ТП-1906 – АД	10	12	39
	Тр-р №1 ПС «Чураки» 35/6 – Фид. №19 – ТП-1906 – АД	30	20	11,3
	Тр-р №1 ПС «Чураки» 35/6 – Фид. №19 – ТП-1910 – АД	76	16	52

6.4. Методика оценки организационно-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов

В рамках НИОКР по внедрению системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проведено сравнение затрат на поддержание фактического технического состояния ЭО цеха добычи нефти и газа ЦДНГ-10 по существующей системе ППР и апробируемой системе обеспечения по техническому состоянию (СОТС). При этом не учитывались:

- сокращение времени простоев технологического оборудования в СОТС по сравнению с системой ППР;

– сокращение числа отказов и аварий, вызванных снижением ТС ЭО в связи с особенностями системы ППР.

За основу сравнения взяты затраты по четырехлетнему циклу системы ППР и четырехлетнему циклу в СOTC.

Так, для комплектных трансформаторных подстанций (с учетом факторов территориальной распределенности) в рамках мероприятий системы ППР за четыре года проводятся семь видов технического обслуживания и один вид технического ремонта на одной КТП.

В рамках мероприятий СOTC в первый год обслуживания проводятся два мероприятия по мониторингу и оценке технического состояния, и далее по одному мероприятию каждый год (всего – пять раз за четыре года).

Статистический анализ показал, что по результатам мероприятий по мониторингу и оценке технического состояния в среднем проводится техническое обслуживание 10 % от общего количества КТП и технический ремонт 10 % от общего количества КТП.

Сравнительный расчет стоимости обслуживания КТП за 4 года в ЦДНГ-10 в различных системах организационно-технических мероприятий приведён в таблице 6.2 (в ценах 2005–2009 гг.).

В результате сравнения затрат в различных системах обслуживания ЭО выяснилось, что стоимость работ, проводимых в рамках системы обеспечения по техническому состоянию, на 16 % дешевле стоимости работ, проводимых в рамках системы ППР.

Также необходимо учитывать то, что при проведении мероприятий по мониторингу не требуется отключений электротехнического оборудования, соответственно, нет «потерь» нефти.

Опыт работ в рамках системы обеспечения по техническому состоянию показал, что при проведении мероприятий по мониторингу и оценке технического состояния выявляются «скрытые» дефекты электроустановок, которые при проведении работ по графику ППР не выявить. Устранение этих дефектов с

минимальными затратами предотвращает возможные аварии и, тем самым, исключает непредвиденные затраты и простои.

Таблица 6.2 – Сравнительный расчет стоимости обслуживания КТП ЦДНГ-10 в различных системах обслуживания за 4 года

Наименование системы обслуживания	Количество работ за 4 года		Стоимость работ, руб.		Общая стоимость за 4 года, руб.			Количество КТП	Итоговая стоимость, руб.
	ТО	ТР	ТО	ТР	ТО	ТР	Всего		
1. Система ППР	7	1	1 259	20 580	8 813	20 580	29 393	643	18 899 686
Наименование	Количество работ за 4 года		Стоимость работ, руб.		Общая стоимость за 4 года, руб.			Количество КТП	Итоговая стоимость, руб.
Мониторинг	Мониторинг		Мониторинг		Мониторинг				
2.1 Мониторинг и оценка ТС	5		2 746		13 729			643	8 827 586
Наименование	Количество работ за 4 года		Стоимость работ, руб.		Общая стоимость за 4 года, руб.			Количество КТП	Итоговая стоимость, руб.
ТО	ТР	ТО	ТР	ТО	ТР	Всего			
2.2 Устранение дефектов	0,5	0,5	1 259	20 580	630	10 290	10 919	643	7 021 136
Общая стоимость работ в системе обслуживания по техническому состоянию, руб.									15 848 722
Разница в стоимости двух систем обслуживания, руб.									3 050 964
Экономический эффект, %									16%

В результате обеспечивается повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов, заключающееся в:

- создании локальной самоконтролируемой и самовосстанавливющейся электроэнергетической системы, снижении аварийности, повышении надежности оборудования;
- снижении потерь электроэнергии, уменьшении времени внеплановых простоев на 16 % за счет четкой организации ТОиР, снижении штрафов за невыполнение договорных обязательств;
- снижении рисков принятия неправильных решений;

- прогнозировании и планировании объемов ТОиР «проблемного» оборудования. В результате проведения мониторинга ТС оборудования и его ремонта по фактическому состоянию внеплановый объем работ, вызванный чрезвычайными ситуациями, обычно составляет менее 5 % от общего объема работ, время простоя оборудования составляет не более 3 % от времени, затраченного на техническое обслуживание [116, 117]; типичные расходы на ремонт при аварийных отказах оборудования в среднем в 10 раз превышают стоимость ремонта при вовремя обнаруженному дефекту [112, 113];
- снижении затрат на обслуживание нормально функционирующего ЭО (за счет увеличения межремонтного интервала), уменьшении продолжительности ремонтов, уменьшении объема запасных частей, возможности сокращения резервного оборудования,
- эффективном планировании и оптимизации численности технического персонала, снижении трудоемкости ТОиР на 5–20% благодаря более точному планированию объемов работ [99, 116, 117], исключении избыточных работ, применении ТО по наработке вместо календарного планирования,
- повышении качества продукции за счет мониторинга ТС и упреждающего ремонта электротехнического и технологического оборудования,
- улучшении условий охраны труда, устраниении нарушений экологических требований, снижении воздействия на окружающую среду,
- автоматизации рутинных процедур (в задачах проектирования и моделирования СЭС – уменьшении времени расчета нештатных ситуаций в 20–40 раз [161]), уменьшении времени анализа данных,
- подготовке и тренинге персонала.

Вместе с этим, достигается экономический эффект за счет снижения «стоимости» простоя электротехнического и технологического оборудования [31, 252].

Оценка этапов по проведению организационно-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов ПМСО представлена в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Оценка этапов по проведению организационно-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов ПМСО

№	Этап	Стоимость проведения этапа	Эффект от внедрения этапа	Класс системы реализации	Примеры реализации на ПМСО	Примеры апробации
1	2	3	4	5	6	7
1.	Проектирование и моделирование электротехнических комплексов	$C_1 = f(m, no, nd, ns, p)$, где C_1 – стоимость проведения этапа; m – количество уровней управления; no – количество функциональных подразделений предприятия-эксплуатанта; nd – количество функциональных подразделений предприятия-проектировщика; ns – количество функциональных подразделений сервисной организации; p – количество технологических операций.	<ul style="list-style-type: none"> – Снижение рисков принятия неправильных решений. – Создание локальной самоконтролируемой и самовосстанавливающейся электроэнергетической системы. – Снижение потерь электроэнергии. – Снижение «стоимости» простоя электротехнического и технологического оборудования. – Снижение воздействия на окружающую среду. – Подготовка персонала. 	АСУП CAD/CAM/ CAE-системы, группа универсальных систем моделирования АСОДУ, АСУЭ, АСДУ, SCADA, MDAC	<i>SAP R/3,</i> <i>Primavera,</i> <i>Schlumberger Merak</i> <i>AutoCAD,</i> <i>AutoDesk,</i> Компас Электрик, <i>Matlab Simulink</i> <i>PowerSys,</i> <i>National Instruments LabView</i> <i>ELSO,</i> <i>SAD,</i> <i>«РИТМ»,</i> <i>«Диана»,</i> <i>«АНАРЭС-2000»,</i> <i>ABB SCADAvantage,</i> <i>Siemens WinCC,</i> <i>AREVA Network</i> <i>SCADA Exchange,</i> <i>Schneider Electric</i> <i>Vijeo Citect</i>	Проект «Концепция поддержки жизненного цикла электротехнического оборудования» (ПНИПУ, 2007). «Схема и программа развития электроэнергетики Пермского края на 2014-2018 годы» (Министерство энергетики и ЖКХ Пермского края, 2014). Программно-технический комплекс для повышения надежности и энергоэффективности электроэнергетических систем [165] (Администрация г. Перми, 2010). ПК «Энергетика» [203] (ПНИПУ, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегоргсинтез», 2003). ПК «Расчет устойчивости систем электроснабжения» [204] (ПНИПУ, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка», 2004). ПК «Комплекс математических моделей электрогенератора и электросети» [196] (ОАО «Авиадвигатель», ПНИПУ, 2011). Программа «ЭлектроДин» [200], «База данных ЭлектроДин» [195] (ОАО «ПРОТОН-Пермские моторы», 2012). Программа «Моделирование динамики электрических систем произвольной конфигурации» [202] (ПНИПУ, 2014).

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7
2.	Исключение части избыточных функций при эксплуатации ЭТК, переход на систему обеспечения по техническому состоянию	–	<ul style="list-style-type: none"> – Снижение средних затрат AC_t на обслуживание ЭО: $AC_t \rightarrow \min$ (в соответствии с (3.12)). – Внедрение карт контроля ТС электротехнического оборудования. – Внедрение технологических регламентов и технологических карт по ТОиР электротехнического оборудования. 	АСУП	<i>SAP R/3,</i> <i>Schlumberger Merak</i>	Программа «Power System Supply» [205] (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», 2004). Программа «Forecast Models Analysis» [199] (ПНИПУ, ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ», 2012). Карты контроля ТС ЭО (ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ», 2008- н/в). Технологические карты по ТОиР ЭО (ПАО «ЛУКОЙЛ», ООО «Пермская электроремонтная компания», ОАО «УРАЛКАЛИЙ», ЗАО «СИБУРХимпром», 2003-н/в).
			<ul style="list-style-type: none"> – Выявление «скрытых» дефектов электротехнического оборудования. – Снижение «стоимости» простоя электротехнического и технологического оборудования: $P_2 = AC_1 - AC_{\text{COTC}},$ где P_2 – доходы от сокращения затрат на 2-м этапе; AC_1 – средние затраты на обслуживание ЭО на предыдущем этапе; AC_{COTC} – средние затраты на обслуживание ЭО при переходе на СОТС. 			Пат. «Способ определения остаточного ресурса технических объектов» [221], пат. «Генератор для газификации сжиженного природного газа и подачи газообразного продукта потребителю» [40], пат. «Установка для очистки вредных выбросов в атмосферу» [238] (ОАО «ПРОТОН-Пермские моторы», ПНИПУ, 2012). <i>Program complex on management of a technical condition of electropower objects</i> [309] (ПНИПУ, 2012). Проект SEMAS (<i>Smart energy monitoring and analysis system</i>) [317] (Envidatec GmbH (ФРГ), Университет прикладных наук Гамбурга (ФРГ), ПНИПУ, 2014).

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7
3.	Передача части функций системам интегрированной логистической поддержки	$C_3 = C_{SW} + C_{HW} + C_V$, где C_3 – стоимость проведения 3-го этапа, руб.; C_{SW} – стоимость приобретения программного обеспечения, руб.; C_{HW} – стоимость приобретения технического обеспечения, руб.; C_V – стоимость консалтинговых услуг, внедрения и сопровождения, руб.	<ul style="list-style-type: none"> – Автоматизированное планирование ТОиР ЭТК, оптимальное заполнение «ремонтной площадки». – Выявление «скрытых» дефектов электротехнического оборудования. – Автоматизация рутинных процедур, уменьшение времени анализа данных. – Внедрение интегрированных процедур поддержки материально-технического обеспечения процессов эксплуатации, обслуживания и ремонта ЭТК. 	ИЛП-системы	Лоцман, 1С:Предприятие	БД «Energy Data Ware» [10, 193], СУБД «Energy Data Ware» [197], База данных технического обслуживания и ремонта электродвигателей [194], система управления базой данных технического обслуживания и ремонта электродвигателей [198] (ПНИПУ, 2011).
4.	Выделение групп ответственных исполнителей	$C_4 = C_{SW} + C_{HW} + C_V$, где C_4 – стоимость проведения 4-го этапа, руб.; C_{SW} – стоимость приобретения программного обеспечения, руб.; C_{HW} – стоимость приобретения технического обеспечения, руб.; C_V – стоимость консалтинговых услуг, внедрения и сопровождения, руб.	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение персонала ИЭТР. – Оптимизация уровней управления энергетическими подразделениями. – Оптимизация численности управленческого персонала. – Повышение достоверности оценки будущих затрат. 	WorkFlow, DocFlow, ИЭТР	OPTiMA-WorkFlow, Staffware, LanDocs	<p>Программа «ЭнергоСовет» [206] (ПНИПУ, 2006).</p> <p>Комплекс «Энергооптимизатор» [134, 142] (ПНИПУ, 2010).</p> <p>Программа «Integral Technical State Estimation of high-voltage Switches» [201] (ПНИПУ, 2013).</p> <p>Автоматизированная система технологического документооборота в энергетических подразделениях промышленных предприятий [161] (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегоргсинтез», 2002).</p>

Окончание таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7
5.	Перевод части функций в автоматический режим	$C_5 = C_{SW} + C_{HW} + C_V,$ где C_5 – стоимость проведения 5-го этапа, руб.; C_{SW} – стоимость приобретения программного обеспечения, руб.; C_{HW} – стоимость приобретения технического обеспечения, руб.; C_V – стоимость консалтинговых услуг, внедрения и сопровождения, руб.	<ul style="list-style-type: none"> – Оптимизация организационной структуры энергетических подразделений ПМСО. – Внедрение элементов активно-адаптивных сетей, интеллектуализация ЭЭС ПМСО. – Повышение толерантности промышленных систем электроснабжения за счет комплексного анализа аварийных ситуаций. – Повышение качества продукции. 	Комплексы информационные, комплексы анализирующие, комплексы управляющие	<i>Частично:</i> ОИК Диспетчер, Телескоп, Пирамида, <i>TRIM</i>	Программа «Система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» [207] (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», 2007). Система информационной поддержки принятия решений по управлению жизненным циклом электроэнергетического оборудования [166, 309] (ПНИПУ, 2009). Программно-технические средства интеллектуализации единого центра многоцелевых испытаний газотурбинных установок до 40 МВт [164] (ОАО «ПРОТОН-Пермские моторы», 2013).

Выводы

В настоящей главе разработаны: методика интегрированной логистической поддержки этапов жизненного цикла электротехнических комплексов; рекомендации по управлению эксплуатационной документацией, обеспечивающей эффективное функционирование электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли; система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования; методика оценки организационно-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов.

Основные результаты выполненных разработок могут быть сформулированы в виде следующих выводов.

1. Электротехническое оборудование, входящее в состав электротехнических комплексов, необходимо рассматривать не только с позиций его эксплуатации, но и с позиций его проектирования, производства и испытания, в процессе которых и были заложены основные критерии, технические характеристики, показатели надежности, режимы электроэнергетической системы и другие аспекты, которыми приходится оперировать при эксплуатации. Использование энергоинформационной модели электротехнического комплекса обеспечивает единое информационное пространство в задачах комплексного контроля и сопровождения электротехнического комплекса на этапах его жизненного цикла.

2. Комплексная стратегия эффективного функционирования электротехнического комплекса должна быть построена в рамках системы обеспечения электротехнического оборудования по техническому состоянию.

3. Методы представления данных об элементах электротехнических комплексов в энергоинформационной модели должны обеспечивать поддержку технологий автоматизации проектирования электротехнических комплексов, автоматизации производственных процессов и их планирования, внедрения,

эксплуатации и завершения эксплуатации элементов электротехнических комплексов.

4. Для задач обеспечения персонала, занимающегося обслуживанием и эксплуатацией электротехнического оборудования, современной эксплуатационной и ремонтной документацией, а также для задач обучения рекомендуется разработка интерактивных электронных технических руководств.

5. Разработанные интерактивные электронные технические руководства по управлению электротехническим оборудованием для предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» и ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» могут быть использованы для решения целого комплекса задач, связанных с информационной поддержкой этапов жизненного цикла электротехнических комплексов отраслевых предприятий.

6. Разработаны и внедрены на отраслевых предприятиях технологические карты по техническому обслуживанию и ремонту различных типов электротехнического оборудования, в которых учитываются нормы времени выполнения операции, квалификация ремонтного (обслуживающего) персонала, применяемая оснастка, вид технического обслуживания и ремонта, нормы расхода запчастей и материалов (изоляционных, лакокрасочных, смазочных) на ремонтные операции, согласно выданной спецификации товарно-материальных ценностей и утвержденных документов.

7. Разработана и внедрена в Пермском региональном управлении ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ» обобщенная инструкция проведения мониторинга высоковольтного электротехнического оборудования с учетом субъективной экспертной оценки факторов риска.

8. Разработаны электронные образовательные ресурсы, использующиеся в учебном процессе при подготовке студентов по образовательным программам бакалавриата 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств», специалитета 140211.65 «Электроснабжение», 220301.65 «Автоматизация технологических процессов и производств», 220305.65 «Автоматизированное управление

жизненным циклом продукции» и магистратуры 15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств».

9. Метод моделирования режимов электроэнергетических систем произвольной структуры и разработанные на его основе программные комплексы «Энергетика» и «*Power System Supply*» приняты к реализации на ряде региональных отраслевых предприятий.

10. Разработаны структура и алгоритмы гибкой информационно-программной среды для управления состоянием элементов электротехнических комплексов на различных этапах жизненного цикла, совместимой с информационно-аналитическими системами производства.

В основу разработанной и внедренной системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» положен комплексный подход к ранжированию измеренных величин и присвоению весовых коэффициентов (с учетом таких ключевых факторов, как дебитность скважин, уровень финансирования энергетических объектов, категорийность участка системы электроснабжения).

11. Разработанная методика оценки организационно-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов, позволяет определить стоимость этапов по проведению изменений в энергетических подразделениях отраслевых и межотраслевых предприятий и эффекты (в качественной и количественной оценке) от внедрения этапов.

12. Подтвержденный эффект от перехода на обслуживание электротехнического оборудования в рамках системы обеспечения по техническому состоянию цеха добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» составил 16 % экономии финансовых затрат по сравнению с системой планово-предупредительных ремонтов.

Заключение

В диссертационной работе решена важная научная проблема повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, заключающаяся в разработке теоретических положений, развитии методологии исследования и оценки состояний, моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов с учетом горно-геологических, климатометеорологических, территориальных и иерархических условий и факторов, в том числе связанных с неопределенностью и неполнотой информации.

Основные научные выводы и результаты, полученные лично автором, заключаются в следующем:

1. Созданы методология и теоретические основы оценки состояний и моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основе принципов и способов организации автоматизированного формирования математического описания электротехнических систем сложной структуры, в том числе в условиях неопределенности и неполноты информации.
2. Разработаны метод и алгоритмы оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, включающие: расчеты электроэнергетических параметров текущего и прогнозного состояний режимов ЭТК; установление методов управления и определение их траекторий для элементов ЭТК на различных этапах жизненного цикла; выбор и определение основных диагностируемых параметров элементов ЭТК; определение функций эффективности для элементов ЭТК в заданные моменты времени.
3. Синтезирована энергоинформационная модель электротехнического комплекса на основе матрично-топологического подхода.
4. Установлены иерархическая структура и база моделей элементов

электротехнических комплексов, сопоставимые с методами и алгоритмами оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

5. Установлена база диагностических признаков элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, отражающих временной, факторный и комбинированный аспекты, и использование которых обеспечивает эффективные оценки и прогноз состояния элементов ЭТК с адаптацией к изменению горно-геологических, климатометеорологических, а также территориальных и иерархических условий и факторов.

6. Сформированы функции эффективности для элементов ЭТК ПМСО и разработана методика оценки прогнозного технического состояния электротехнического оборудования.

7. Разработан подход, основанный на новой трактовке генетических операций и формализации генетических алгоритмов применительно к моделированию процессов проектирования, производства и эксплуатации, соответствующих различным этапам жизненного цикла элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

8. Разработана гибкая информационно-программная среда для управления состоянием элементов электротехнических комплексов на различных этапах жизненного цикла, совместимая с информационно-аналитическими системами производства.

9. Разработаны и внедрены учебные пособия, интерактивные электронные образовательные ресурсы и технические руководства на отраслевых предприятиях и в учебный процесс Пермского национального исследовательского политехнического университета.

10. Проведена апробация основных положений диссертации во внедренных в производство нормативно-технических документах по оценке технического состояния электротехнического оборудования, по проведению организационно-технических мероприятий по повышению эффективности функционирования

электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, а также при использовании в учебном процессе.

Внедрение основных результатов работы приводит к следующим практическим эффектам:

- создание локальной самоконтролируемой и самовосстанавливающейся электроэнергетической системы, снижение аварийности, повышение надежности электротехнического оборудования,
- снижение потерь электроэнергии, уменьшение времени внеплановых простоев, снижение штрафов за невыполнение договорных обязательств,
- снижение рисков принятия неправильных решений,
- прогнозирование и планирование объемов технического обслуживания и ремонта «проблемного» оборудования,
- снижение затрат на обслуживание нормально функционирующего ЭО (за счет увеличения межремонтного интервала), уменьшение продолжительности ремонтов, уменьшение объема запасных частей, возможность сокращения резервного оборудования,
- эффективное планирование и оптимизация численности технического персонала, снижение трудоемкости ТОиР,
- повышение качества продукции за счет мониторинга ТС и упреждающего ремонта электротехнического и технологического оборудования,
- улучшение условий охраны труда, устранение нарушений экологических требований, снижение воздействия на окружающую среду,
- автоматизация рутинных процедур, уменьшение времени анализа данных,
- подготовка и тренинг персонала.

Основные положения диссертационного исследования изложены в следующих работах:

В статьях [4, 66, 129, 135, 145] автором обоснованы и предложены научно-технические решения и мероприятия, обеспечивающие повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли; в статьях [32, 78, 141, 250, 259, 278, 290] и монографии [107] автором обоснованы структуры и алгоритмы информационно-программной среды для управления состоянием элементов электротехнических комплексов на различных этапах жизненного цикла, совместимой с информационно-аналитическими системами производства; в работах [69, 307] автором предложен метод генетического алгоритмирования для моделирования этапов жизненного цикла электротехнического оборудования; в работах [115, 139, 151, 244] автором сформулированы принципы оценки и организации экспертного исследования факторов риска отказов электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли; в работах [127, 142, 274] автором обоснована и предложена иерархическая структура системы мониторинга и технической диагностики элементов электротехнических комплексов, типизированных по классификационным признакам взаимодействия в энергоинформационной модели; в работах [131, 304] автором предложены методы оценки моделей отказов элементов электротехнических комплексов при комплексном анализе состояний электротехнических комплексов; в работе [138] установлена база диагностических признаков элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли; в работах [140, 148, 303] обосновано применение метода интегрированной логистической поддержки при управлении жизненным циклом электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли; в работах [143, 150] сформулированы принципы реализации энергоинформационной модели электротехнических комплексов, синтезированной с применением матрично-топологического подхода; в работах [146, 301] автором предложены методы исследования, принципы и способы повышения эффективности функционирования

электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, использование которых обеспечивает эффективные оценки и прогноз состояния элементов электротехнических комплексов с адаптацией к изменению горно-геологических, климатометеорологических, а также территориальных и иерархических условий и факторов; в работах [156, 321] автором обоснована модель интеллектуальной среды, осуществляющей поддержку функционирования элементов электротехнических комплексов; в работах [294, 322] автором предложены алгоритмы учета влияния коммутационных элементов на структуру системы электроснабжения предприятий; в работе [302] предложен метод оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов с применением энергоинформационного моделирования; в работе [305] обоснована модель технологических операций при техническом обслуживании и ремонте электротехнического оборудования; в работах [306, 308] установлены операторы генетического алгоритма при моделировании процессов проектирования, производства и эксплуатации, соответствующих различным этапам жизненного цикла электротехнических комплексов.

В формулах патента [221] и свидетельств о регистрации баз данных и программ для ЭВМ [193, 194, 196, 199, 200, 202, 204, 205, 207] указан личный вклад автора, совпадающий с тематикой диссертационного исследования.

Перспективы дальнейшей разработки темы исследований связаны с развитием методов оценки состояний и моделирования функционирования на всех этапах жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, обеспечивающих высокую степень интеллектуализации электротехнического оборудования с использованием современных систем мониторинга, диагностики и анализа (типа систем класса *SmartGrid*) в условиях увеличения влияния многообразных факторов, усложнения структур и топологии систем электроснабжения (в рамках развития направления «Интеллектуальная добыча» в Российской Федерации).

Перечень сокращений и условных обозначений

АВР	– автоматический ввод резерва
АД	– асинхронный двигатель
АПВ	– автоматическое повторное включение
АРВ	– автоматический регулятор возбуждения
АРМ	– автоматизированное рабочее место
АСДУ	– автоматизированная система диспетчерского управления
АСКУЭ	– автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
АСОДУ	– автоматизированная система оперативного диспетчерского управления
АСТУЭ	– автоматизированная система технического учета электроэнергии
АСУП	– автоматизированная система управления предприятием
АСУЭ	– автоматизированная система управления энергоснабжением
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка
БД	– база данных
БКНС	– блочная кустовая насосная станция
ВЛ	– воздушная линия
ВЭО	– высоковольтное электротехническое оборудование
ГА	– генетический алгоритм
ГКС	– газокомпрессорная станция
ГОК	– горно-обогатительный комбинат
ГТЭС	– газотурбинная электростанция
ДНС	– дожимная насосная станция
ДПТ	– двигатель постоянного тока
ЖЦ	– жизненный цикл
ИКК	– инфракрасный контроль
ИЛП	– интегрированная логистическая поддержка

ИПИ	– интегрированная поддержка изделий
ИТР	– инженерно-технический работник
ИЭТР	– интерактивное электронное техническое руководство
ИЭЭ	– источник электрической энергии
КЗ	– короткое замыкание
КЗАД	– асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором
КЛ	– кабельная линия
КПД	– коэффициент полезного действия
КР	– капитальный ремонт
КТП	– комплектная трансформаторная подстанция
ЛПР	– лицо, принимающее решение
ЛЭП	– линия электропередачи
НИОКР	– научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
ОЭиЭ	– отдел энергетики и энергообеспечения
ПА	– противоаварийная автоматика
ПК	– программный комплекс
ПМСО	– предприятие минерально-сырьевой отрасли
ПНИПУ	– Пермский национальный исследовательский политехнический университет
ПО	– программное обеспечение
ППР	– планово-предупредительный ремонт
ПС	– подстанция
ПУ	– передаточное устройство
ПЭ	– преобразовательный элемент
РВ	– регулирование возбуждения
РЗиА	– релейная защита и автоматика
РМ	– рабочая машина
РП	– распределительная подстанция

РЭ	– распределительный элемент
РУ	– распределительное устройство
САУ	– система автоматического управления
СГ	– синхронный генератор
СД	– синхронный двигатель
СИПУ	– система информационной поддержки управления
СОТС	– система обеспечения по техническому состоянию
СУБД	– система управления базой данных
ТО	– техническое обслуживание
ТОиР	– техническое обслуживание и ремонт
ТП	– трансформаторная подстанция
ТР	– текущий ремонт
ТС	– техническое состояние
УГЭ	– управление главного энергетика
УУН	– уравнения узловых напряжений
УУР	– устройство управления и регулирования
УФК	– ультрафиолетовый контроль
ЦДНГ	– цех добычи нефти и газа
ЦРП	– центральная распределительная подстанция
ЭВМ	– электронная вычислительная машина
ЭДС	– электродвижущая сила
ЭИМ	– энергоинформационная модель
ЭК	– экспертная комиссия
ЭО	– электротехническое оборудование
ЭП	– энергетическое подразделение
ЭС	– электроснабжение
ЭТК	– электротехнический комплекс
ЭТП	– электротехнологический преобразователь

- ЭХ – эксплуатационная характеристика
- ЭЭС – электроэнергетическая система
- яч. – ячейка
- MDAC* – *Modular data acquisition centre* (модульный центр сбора и обработки данных)
- SCADA* – *Supervisory control and data acquisition* (оперативное диспетчерское управление и сбор данных)

Список литературы

1. Абраменкова, Н.А. Структурный анализ электроэнергетических систем / Н.А. Абраменкова, Н.И. Воропай, Т.Б. Заславская. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1990.
2. Аветисян, Д. А. Автоматизация проектирования электрических систем и устройств / Д. А. Аветисян. – М.: Высшая школа, 2005.
3. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / под общ. ред. Ю. Н. Руденко и В. А. Семенова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000.
4. Автоматизация испытаний асинхронных машин по безнагрузочной методике / А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, А.В. Кухарчук, И.М. Косотуров // Образовательные, научные и инженерные приложения в среде LabVIEW и технологии National Instruments: сб. тр. VIII Междунар. науч.-практ. конф.; Москва, 20–21 ноября 2009 г. – М.: Изд-во РУДН, 2009. – С. 423–425.
5. Адлер, Ю.П. Введение в планирование эксперимента / Ю.П. Адлер. – М.: Металлургия, 1969.
6. Акоф, Р. Основы исследования операций / Р. Акоф, М. Сасиени. – М.: МИР, 1971.
7. Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем / Н.А. Мурашко, Ю.А. Охорзин, Л.А. Крумм [и др.] – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1987.
8. Анализ состояния исследований проблем управления жизненным циклом искусственно созданных объектов / Р.М. Юсупов, Б.В. Соколов, А.И. Птушкин, А.В. Иконникова, С.А. Потрясаев, Е.Г. Цивирко // Труды СПИИРАН. – 2011. – Вып. 1 (16). – С.37–109.
9. Бажанов, С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств / С.А. Бажанов. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2000.
10. База данных и система управления базой данных «Energy Data Ware» [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А.Б. Петроценков [и др.]. – Электрон. дан. и прогр. (49,7 Мб). – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008.–

1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

11. Баринов, В.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления / В.А. Баринов, С.А. Совалов. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
12. Бешелев, С.Д. Математико-статистические методы экспертных оценок / С.Д. Бешелев, Ф.Г. Гурвич. – М.: Статистика, 1974.
13. Бочкарев, С.В. Автоматизация управления жизненным циклом электротехнической продукции: учеб. пособие / С.В. Бочкарев, А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008.
14. Бочкарев, С.В. Диагностика и надежность автоматизированных технологических систем: учеб. пособие / С.В. Бочкарев, А.И. Цаплин, А.Г. Схиртладзе. – Старый Оскол: ТНТ, 2013.
15. Бочкарев, С.В. Интегрированная логистическая поддержка эксплуатации электротехнических изделий: учеб. пособие / С.В. Бочкарев, А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009.
16. Брамеллер, А. Слабозаполненные матрицы: Анализ электроэнергетических систем: пер. с англ. / А. Брамеллер, Р. Аллан, Я. Хэмэм. – М.: Энергия, 1979.
17. Вавилов, В.П. Инфракрасная термографическая диагностика в строительстве и энергетике / В.П. Вавилов, А.Н. Александров. – М., 2003.
18. Васильев, Ф.П. Методы оптимизации / Ф.П. Васильев. – М.: Факториал Пресс, 2002.
19. Важнов, А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока / А.И. Важнов. – Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1980.
20. Веников, В.А. Кибернетические модели электрических систем / В.А. Веников, О.А. Суханов. – М.: Энергоиздат, 1982.
21. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

22. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1985.
23. Веников, В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
24. Веников, В.А. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики) / В.А. Веников, Г.В. Веников. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1984.
25. Веретенников, Л.П. Моделирование, вычислительная техника и переходные процессы в судовых электроэнергетических системах / Л.П. Веретенников, А.И. Потапкин, М.М. Раимов. – Л.: Судостроение, 1964.
26. Веретенников, Л.П. Исследование процессов в судовых электроэнергетических системах. Теория и методы / Л.П. Веретенников. – Л.: Судостроение, 1975.
27. Веретенников, Л.П. Вопросы алгоритмизации переходных процессов в автономных электроэнергетических системах / Л.П. Веретенников, В.П. Яковлев // Электричество. – 1967. – №12. – С.22–29.
28. Виноградова, Г.Л. Методология эволюционного реинжиниринга бизнес-процессов машиностроительного предприятия: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.13.01 / Виноградова Галина Леонидовна; Рыбинск. гос. авиац. технолог. акад. им. П. А. Соловьева. – Рыбинск, 2007.
29. Винокур, В.М. Анализ и методы совершенствования расчета параметров систем электроснабжения промышленных предприятий / В.М. Винокур, А.Б. Петроценков, Р.В. Будзило // Годишник на техническия университет във Варна. – Варна: Изд-во Технич. ун-та, 2001. – С. 502–505.
30. Винокур, В.М. Исследование системы электроснабжения предприятия ООО «Пермнефтегазпереработка» / В.М. Винокур, А.В. Ромодин, А.Б. Петроценков [и др.] // Информационные управляемые системы: сб. науч. тр. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2003. – С.135–138.

31. Винокур, В.М. Методы повышения надежности электропотребления на предприятиях «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» / В.М. Винокур, А.Б. Петроценков // Информационные управляющие системы: сб. науч. тр. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2000. – С.266–270.
32. Винокур, В.М. Программный комплекс для математического моделирования автономных мини-электростанций / В.М. Винокур, Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроценков // Электричество. – 2007. – № 3. – С.2–7.
33. Воропай, Н.И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем / Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1981.
34. Гавриленко, А.В. Методика вибрационного обследования силовых трансформаторов [Электронный ресурс] / А.В. Гавриленко, А.П. Долин. – Режим доступа: http://megaom.ucoz.ru/_ld/0/40_____.pdf, свободный (дата обращения: 15.05.2015).
35. Гамм, А.З. Методы оценивания состояния в энергосистемах / А.З. Гамм. – М.: Наука, 1980.
36. Гамм, А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А.З. Гамм. – М.: Наука, 1976.
37. Гамм, А.З. Усовершенствованные алгоритмы оценивания состояния электроэнергетических систем / А.З. Гамм, И.Н. Колосок // Электричество. – 1987. – № 11. – С.25–29.
38. Гантмахер, Ф. Р. Теория матриц / Ф.Р. Гантмахер. – 5-е изд. – М.: Физматлит, 2004.
39. Гемке, Р.Г. Неисправности электрических машин / Р.Г. Гемке. – Л.: Энергия, 1975.
40. Генератор для газификации сжиженного природного газа и подачи газообразного продукта потребителю: пат. № 2511782 Рос. Федерация, МПК F17C 7/04 / С.В. Бочкарев, А.И. Цаплин, А.Б. Петроценков [и др.]. – № 20121103285/06; заявл. 31.01.2012; опубл. 10.04.2014, Бюл. № 10.

41. Генин, В.С. Методы и технические средства управления, контроля и испытаний электротехнического и технологического оборудования нефтегазодобывающих предприятий: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.09.03 / Генин Валерий Семенович; Моск. энергет. ин-т (техн. ун-т). – М., 2008.
42. Гладков, Л.А. Генетические алгоритмы / Л.А. Гладков, В.В. Курейчик, В.М. Курейчик; под ред. В.М. Курейчика. – М.: Физматлит, 2006.
43. Гольбин, Д.А. Характеристики надежности энергетического оборудования / Д.А. Гольбин, В.М. Голубев // Труды ВНИИЭ. Вып. 37. – М., 1968. – С.95–101.
44. ГОСТ 13873-81 Изоляторы керамические. Требования к качеству поверхности. – М.: Стандартинформ, 2005.
45. ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2011.
46. ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2007.
47. ГОСТ 18328-73 Изоляторы стеклянные линейные подвесные и штыревые. Требования к качеству стекла и поверхности изоляционных деталей. – М.: Стандартинформ, 2005.
48. ГОСТ 19919-74 Контроль автоматизированный технического состояния изделий авиационной техники. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 1974.
49. ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы. – М.: Стандартинформ, 2014.
50. ГОСТ 26522-85 Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 2005.
51. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 2002.
52. ГОСТ 27.310-95 Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения. – М.: Изд-во стандартов, 2002.

53. ГОСТ 6490-93 Изоляторы линейные подвесные тарельчатые. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2005.
54. ГОСТ Р 50779.10-2000 Статистические методы. Вероятность и основы статистики. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2008.
55. ГОСТ Р 51901.5-2005 Менеджмент риска. Руководство по применению методов анализа надежности. – М.: Стандартинформ, 2005.
56. ГОСТ Р ИСО 50001-2012 Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению. – М.: Стандартинформ, 2013.
57. ГОСТ Р ИСО 9001-2015 Системы менеджмента качества. Требования. – М.: Стандартинформ, 2015.
58. ГОСТ Р МЭК 60050-826-2009 Установки электрические. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2010.
59. Гук, Ю.Б. Анализ надёжности электроэнергетических установок / Ю.Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1988.
60. Гук, Ю.Б. Теория надёжности в электроэнергетике: учеб. пособие для вузов / Ю.Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1990.
61. Гуревич, Ю.Е. Устойчивость нагрузки электрических систем / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, Э.А. Хачатрян. – М.: Энергоиздат, 1981.
62. Гурский, С.К. Алгоритмизация задач управления режимами сложных систем в электроэнергетике / С.К. Гурский. – Минск: Наука и техника, 1977.
63. Гусев, А.Н. Психофизика сенсорных задач: Системно-деятельностный анализ поведения человека в ситуации неопределённости / А.Н. Гусев. – М., 2004.
64. Давиденко, И.В. Разработка системы многоаспектной оценки технического состояния и обслуживания высоковольтного маслонаполненного электрооборудования: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.14.12 / Давиденко Ирина Васильевна; Ур. гос. техн. ун-т УПИ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина. – Екатеринбург, 2009.
65. Даденков, Д.А. К вопросу о построении автоматизированных систем диспетчерского управления электроснабжением промышленных предприятий / Д.А. Даденков, А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин // Энергетика.

Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике: материалы I Всерос. науч.-техн. интернет-конф. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – С.189–201.

66. Даденков, Д.А. Опыт создания лабораторно-тренажерного комплекса для подготовки специалистов в области автоматизированных систем управления технологическими процессами / Д.А. Даденков, А.Б. Петроченков // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2009. – № 5 (87). – С.251–255.

67. Диагностика технического состояния электрооборудования систем электроснабжения: учеб. пособие / под ред. В.А. Шабанова. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2012.

68. Дудник, А.А. Применение OLAP-технологии в системах поддержки принятия решений / А.А. Дудник, А.Б. Петроченков // Перспективы развития информационных технологий: сб. материалов I Всерос. науч.-практ. конф. – Новосибирск, 2008. – С.46–50.

69. Елтышев, Д.К. К вопросу о применении генетических алгоритмов для решения задач поддержки жизненного цикла электрооборудования / Д.К. Елтышев, А.Б. Петроченков, С.В. Бочкарев // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2009. – № 2 (20). – С.136–142.

70. Елтышев, Д.К. Разработка системы поддержки жизненного цикла высоковольтного электротехнического оборудования на основе методов генетического моделирования / Д.К. Елтышев, А.Б. Петроченков, В.К. Гладков // Вестник Ижевского государственного технического университета. – 2010.– № 1 (45). – С.113–117.

71. Жуков, В.В. Короткие замыкания в узлах комплексной нагрузки электрических сетей / В.В. Жуков. – М.: Изд-во МЭИ, 1994.

72. Жуков, В.В. Короткие замыкания в электроустановках напряжением до 1 кВ / В.В. Жуков. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.

73. Зеленохат, Н.И. Интеллектуализация ЕЭС России: инновационные предложения: практическое пособие / Н.И. Зеленохат. – М.: Изд. дом МЭИ, 2013.

74. Зюзев, А.М. Математические модели механической части электроприводов: учеб. пособие / А.М. Зюзев. – Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2010.
75. И-06-05Э-004-02. Инструкция по эксплуатации трансформаторных подстанций 110/35/6 кВ и распределительных устройств ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ». – Пермь, 2000.
76. Информационная поддержка жизненного цикла изделий машиностроения: принципы, системы и технологии CALS/ИПИ / А.Н. Ковшов, Ю.Ф. Назаров, И.М. Ибрагимов, А.Д. Никифоров. – М.: Академия, 2007.
77. К вопросу о системе поддержки жизненного цикла высоковольтного электротехнического оборудования ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-Энергогаз» / Н.И. Хорошев, А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, С.А. Куликов // Вестник Перм. гос. техн. ун-та. Сер. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – № 2. – С.110–118.
78. Кавалеров, Б.В. Математическое моделирование газотурбинных мини-электростанций и мини-энергосистем / Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроценков // ЭЛЕКТРО. – 2010. – № 6. – С.19–23.
79. Кавалеров, Б.В. Моделирование электрической нагрузки для настройки систем управления конвертированными газотурбинными установками / Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроценков // Электротехника. – 2011. – № 11. – С.11–16.
80. Калявин, В.П. Диагностика и мониторинг энергетического оборудования / В.П. Калявин, В.П. Рыбаков. – М., 2000.
81. Калявин, В.П. Надежность и диагностика электроустановок / В.П. Калявин, Л.М. Рыбаков. – Йошкар-Ола: Изд-во МарГУ, 2000.
82. Карпин, Ф.Ф. Справочник по расчету проводов и кабелей / Ф.Ф. Карпин, В.Н. Козлов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1969.
83. Карякин, А.Л. Оценка достоверности метода измерения координат главных электроприводов переменного тока карьерного экскаватора / А.Л. Карякин, П.А. Осипов / Энергетика. Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике: материалы VII Всерос. науч.-техн.

интернет-конф.; г. Пермь, 1–30 ноября 2013 г. – Пермь: Изд-во Перм. национального исслед. политехн. ун-та, 2013. – С.108–115.

84. Карякин, А.Л. Прогнозирование потребления электроэнергии цехом агломерации на основе метода искусственных нейронных сетей // А.Л. Карякин, Е.А. Дегтярев // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2009. – Т. 8. – № 12. – С.62–70.

85. Кетнер, К.К. Алгоритмизация расчетов переходных процессов автономных электроэнергетических систем / К.К. Кетнер, И.А. Козлова, В.М. Сендюров. – Рига: Зинатне, 1981.

86. Ковалев, В.З. Моделирование электротехнических комплексов и систем как совокупности взаимодействующих подсистем различной физической природы: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.09.03 / Ковалев Владимир Захарович; Ом. гос. техн. ун-т. – Омск, 2000.

87. Козярук, А.Е. Метод ваттметрографии в системах мониторинга и оценки остаточного ресурса электрооборудования / А.Е. Козярук, А.А. Коржев, А.В. Кривенко // Записки Горного института. – 2008. – Т.177. – С.62–64.

88. Козярук, А.Е. Система обслуживания электромеханического оборудования машин и механизмов по фактическому состоянию / А.Е. Козярук, Ю.Л. Жуковский // Горное оборудование и электромеханика. – 2014. – № 10. – С.8–14.

89. Кокин, С.Е. Энерго-информационные модели функционирования и развития систем электроснабжения больших городов: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.14.02 / Кокин Сергей Евгеньевич; Урал. федерал. ун-т им. первого Президента России Б.Н. Ельцина. – Екатеринбург, 2013.

90. Кокин, С. Энерго-информационные модели систем электроснабжения мегаполисов / С. Кокин, С. Дмитриев, А. Хальясмаа. – Saarbruecken, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2013.

91. Колпачков, В.И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования: справочник / В.И. Колпачков, А.И. Ящура. – М.: Энергосервис, 1999.

92. Конторович, А.М. Методика оценивания состояния электроэнергетической системы, основанная на анализе контрольных уравнений / А.М. Конторович, Ю.В. Макаров, А.А. Тараканов // Алгоритмы обработки данных в электроэнергетике / СЭИ СО АН СССР. – Иркутск, 1982. – С.142–148.
93. Копченова, Н.В. Вычислительная математика в примерах и задачах / Н.В. Копченова, И.А. Марон. – М., 1972.
94. Копылов, И.П. Математическое моделирование электрических машин / И.П. Копылов. – М.: Высшая школа, 1987.
95. Коротков, Б.А. Алгоритмы имитационного моделирования переходных процессов в электрических системах / Б.А. Коротков, Е.Н. Попков; под ред. И.А. Груздева. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1987.
96. Костин, В.Н. Передача и распределение электроэнергии / В.Н. Костин, Е.В. Распопов, Е.А. Родченко. – СПб., 2003.
97. Котеленец, Н.Ф. Испытания. Эксплуатация и ремонт электрических машин / Н.Ф. Котеленец, Н.А. Акимова, М.В. Антонов. – М.: Академия, 2003.
98. Крумм, Л.А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами / Л.А. Крумм. – Новосибирск: Наука, 1980.
99. Кубрин, С.С. Комплексная оценка технического состояния оборудования на предприятии подземной добычи угля [Электронный ресурс] / С.С. Кубрин, А.И. Сукманов // MEGATECH – Новые технологии в промышленной диагностике и безопасности. – 2012. – № 3. – С.70–74. – Режим доступа: http://www.iamega.ru/pdf/megatech_03_2012.pdf, свободный (дата обращения: 15.05.2015).
100. Куприн, В.П. Некоторые методы моделирования электрических энергосистем / В.П. Куприн, А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин // Вестник Перм. гос. техн. ун-та. Сер. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – № 9(1). – С.150–156.
101. Кьюсиак, Э. Искусственный интеллект: Применение в интегрированных производственных системах / Э. Кьюсиак: пер. с англ. А.П.Фомина. – М.: Машиностроение, 1991.

102. Люгер, Д.Ф. Искусственный интеллект, стратегии и методы решения сложных проблем / Д.Ф. Люгер. – 4-е изд. – М., 2003.
103. Ляхомский, А.В. Концептуальные основы управления энергетическими ресурсами на промышленных предприятиях / А.В. Ляхомский // Горное оборудование и электромеханика. – 2007. – № 1. – С.40–43.
104. Ляхомский, А.В. Развитие теории и совершенствование методов повышения эффективности применения электроэнергии на горных предприятиях: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.09.03 / Ляхомский Александр Валентинович; Моск. ордена Труд. Красн. Знамени горн. ин-т. – М., 1990.
105. Манусов, В.З. Расчет интегральных показателей режимов работы электрических систем вероятностными методами / В.З. Манусов, Ю.Н. Кучеров, О.Н. Шепилов // Изв. СО АН СССР. Сер. Технические науки. – 1981. – Вып. 3. – № 13. – С. 130–136.
106. Марка, Д. Методология структурного анализа и проектирования: пер. с англ. / Д. Марка, К. МакГоун. – М., 1993.
107. Математическое моделирование газотурбинных мини-электростанций и мини-энергосистем: моногр. / В.М. Винокур, Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроценков, М.Л. Сапунков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010.
108. Мельников, Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей / Н.А. Мельников. – М., 1972.
109. Методы прогнозирования технического состояния и анализ надежности электроэнергетического оборудования на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / Д.К. Елтышев, А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, В.К. Гладков // Вестник Перм. гос. техн. ун-та. Сер. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – № 2. – С.142–154.
110. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике / А.З. Гамм, Ю.Н. Кучеров, С.И. Паламарчук [и др.] – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1991.
111. Моделирование взаимодействия структурных элементов

электроэнергетических систем / Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроченков, К.А. Один, В.А. Тарасов // Электротехника. – 2013. – № 1. – С.11–15.

112. Мыльников, Л.А. Режимы электроснабжения с точки зрения оптимальности структуры / Л.А. Мыльников, А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин // Годишник на техническия университет във Варна. Студентско научно творчество. – 5–282. – Варна: Изд-во Техн. ун-та, 2002. – С. 54–56.

113. Надежность систем энергетики: сб. рекомендуемых терминов. – М.: Энергия, 2007.

114. Нейман, Дж. Теория игр и экономическое поведение: пер. с англ. / Дж. фон Нейман, О. Моргенштерн. – М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит-ры, 1970.

115. Некоторые аспекты технологии эксплуатации электротехнических объектов на основе методов краткосрочного прогнозирования технического состояния / В.П. Казанцев, А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин, Н.И. Хорошев // Электротехника. – 2011. – № 11. – С.28–34.

116. Некрасова, Е. Профилактика и реанимация [Электронный ресурс] / Е. Некрасова // СIO. – 2010. – № 3. – С.66–71. – Режим доступа: <http://www.trim.ru/docs/eam.pdf>, свободный (дата обращения: 15.05.2015).

117. Некрасова, Е. Энергия ремонта [Электронный ресурс] / Е. Некрасова // СIO. – 2011. – № 1–2. – С.58–61. – Режим доступа: http://www.trim.ru/docs/power_repair.pdf, свободный (дата обращения: 15.05.2015).

118. Никитин, А.М. Совершенствование технического обслуживания и ремонта судовых энергетических установок на основе анализа риска: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.08.05 / Никитин Александр Мстиславович; Гос. морск. акад. им. адмирала С.О. Макарова. – СПб., 2007.

119. Норенков, И.Б. Информационная поддержка научноемких изделий. CALS-технологии / И.Б. Норенков, Б.К. Кузьмик. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2002.

120. Нормы времени на ремонт электрооборудования для предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / Отрасл.

нормативно-исслед. станция территор. объединения «Башнефтехимзаводы». – Уфа, 1983.

121. Орлов, А.И. Теория принятия решений: учеб. пособие / А.И. Орлов. – М., 2004.

122. Оценивание состояния в электроэнергетике / под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Наука, 1983.

123. Петроценков А. Б. Автоматизация выбора режимов функционирования систем электроснабжения нефтеперерабатывающих предприятий: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Петроценков Антон Борисович; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2003.

124. Петроценков А. Б. Автоматизация выбора режимов функционирования систем электроснабжения нефтеперерабатывающих предприятий: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Петроценков Антон Борисович; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2003.

125. Петроценков, А.Б. Аспекты проектирования автоматизированных систем диспетчерского управления энергосистемами / А.Б. Петроценков, Д.А. Даденков, А.В. Ромодин // Вестник Перм. гос. техн. ун-та. Сер. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – № 2. – С.131–136.

126. Петроценков, А.Б. Задачи анализа при расчете надежности и планировании электрических режимов систем электроснабжения / А.Б. Петроценков // Информационные управляющие системы: сб. науч. тр. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2003. – С.278–285.

127. Петроценков, А.Б. Интегрированная диагностическая поддержка распределенной системы мониторинга энергоданных / А.Б. Петроценков, А.В. Кычкин, А.А. Темичев // Автоматизация и современные технологии. – 2014. – № 9. – С.10–16.

128. Петроценков, А.Б. Исследование электромагнитных переходных процессов при коротких замыканиях в узлах электрических нагрузок / А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, А.В. Кухарчук //Образовательные, научные и

инженерные приложения в среде LabVIEW и технологии National Instruments: сб. тр. VI Междунар. науч.-практ. конф.; Москва, 23-24 ноября 2007 г. – М.: Изд-во РУДН, 2007. – С.376–379.

129. Петроценков, А.Б. К вопросу внедрения системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнических комплексов нефтедобывающих предприятий / А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, Б.В. Кавалеров // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2013. – № 4-2 (183). – С.236–243.

130. Петроценков, А.Б. К вопросу о методах оценки остаточного ресурса электротехнических комплексов на основных этапах жизненного цикла / А.Б. Петроценков // Эффективные методы автоматизации подготовки и планирования производства: сб. науч. тр. 8-й ежегод. конф.; 2–3 февраля 2011 г., Москва. – М.: Спектр, 2011. – С.191–199.

131. Петроценков, А.Б. К вопросу о подходах к анализу надежности сложных систем / А.Б. Петроценков, Е.М. Солодкий // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2011. – № 3 (121). – С. 214–218.

132. Петроценков, А.Б. К вопросу о построении системы обеспечения заданного технического состояния электрооборудования промышленных предприятий / А.Б. Петроценков, М.А. Черемных // Информация, инновации, инвестиции: сб. материалов всерос. (с междунар.участ.) конф. / Перм. ЦНТИ. – Пермь, 2004. – С.72–74.

133. Петроценков, А.Б. К задаче формирования моделей технологических операций при ремонте элементов электротехнических комплексов / А.Б. Петроценков // Электротехника. – 2013. – № 11. – С.20–22.

134. Петроценков, А.Б. Комплекс «Энергооптимизатор» / А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин // Электротехника. – 2010. – № 6. – С.49–54.

135. Петроценков, А.Б. Концепция системы обеспечения заданного технического состояния объектов электроснабжения промышленных предприятий / А.Б. Петроценков // Annual Proceedings of Technical University in Varna. – Varna, 2004. – С.357–362.

136. Петроценков, А.Б. Некоторые аспекты программной реализации системы поддержки принятия решений по учету и диагностике электротехнического оборудования / А.Б. Петроценков, Л.А. Мыльников, А.В. Капустин // Информация, инновации, инвестиции: материалы конф.; 25–27 ноября 2003 г., г. Пермь / Перм. ЦНТИ. – Пермь, 2003. – С.203–205.
137. Петроценков, А.Б. О методах построения моделей отказов сложных систем /А.Б. Петроценков, Е.М. Солодкий // Электротехника. – 2011. – № 11. – С.50–54.
138. Петроценков, А.Б. О подходах к оценке технического состояния электротехнических комплексов и систем / А.Б. Петроценков // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. – 2012. – № 12. – С.16–21.
139. Петроценков, А.Б. Об одном формализованном методе оценки управлеченческих решений (на примере управления электротехническими объектами) / А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, Н.И. Хорошев // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2009. – № 5 (87). – С.166–171.
140. Петроценков, А.Б. Об управлении жизненным циклом электротехнических комплексов в нефтедобыче / А.Б. Петроценков // Электротехника. – 2012. – № 11. – С.40а–48.
141. Петроценков, А.Б. Обеспечение толерантности электроэнергетических систем на основе информационно-аналитических сред принятия решений / А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, В.П. Казанцев // Энергетика, материальные и природные ресурсы. Эффективное использование. Собственные источники энергии: материалы III Междунар. науч.-практ. конф.; г. Пермь, 13–15 июня 2007 г. – Пермь: Астер, 2007. – С.133–137.
142. Петроценков, А.Б. Организация информационно-измерительной и управляющей системы локальной интеллектуальной электроэнергетической сети / А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, А.В. Кычкин //Информационно-измерительные и управляющие системы. – 2014. – Т. 12. – № 9. – С. 4–11.
143. Петроценков, А.Б. Развитие теории и совершенствование методов обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов

предприятий минерально-сырьевой отрасли / А.Б. Петроценков // Труды VIII Междунар. (XIX Всерос.) конф. по автоматизир. электроприводу АЭП–2014. – Саранск: Изд-во Мордов. ун-та, 2014. – Т. 2. – С.442–446.

144. Петроценков, А.Б. Разработка адаптивной модели системы электроснабжения ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» для работы в условиях динамического развития производства / А.Б. Петроценков, А.Н. Павлов, А.В. Мартынов // Материалы III открытой науч.-техн. конф. мол. ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»; г. Пермь, февраль 2006. – Пермь, 2006. – С.92–94.

145. Петроценков, А.Б. Разработка методики обслуживания комплектных трансформаторных подстанций на нефтедобывающих предприятиях / А.Б. Петроценков, В.К. Гладков // Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий: сб. науч. трудов I Междунар. (IV Всерос.) науч.-техн. конф. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2013. – С.169–173.

146. Петроценков, А.Б. Разработка подходов к построению комплекса «Энергооптимизатор» / А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2013. – № 4. – С.20–25.

147. Петроценков, А.Б. Редактор свойств элемента электроэнергетической системы для программного моделирующего комплекса на языке JAVA / А.Б. Петроценков, К.А. Один // Энергетика. Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике: материалы IV Всерос. науч.-техн. интернет-конф.; г. Пермь, 1–31 октября 2010 г. – Пермь: Изд-во Перм. национального исслед. политехн. ун-та, 2011. – С.188–198.

148. Петроценков, А.Б. Теоретические основы управления жизненным циклом электротехнических комплексов нефтедобывающих предприятий / А.Б. Петроценков // Труды VII Междунар. (XVIII Всерос.) науч.-техн. конф. по автоматизир. электроприводу / Иванов. гос. энергет. ун-т им. В.И. Ленина. – Иваново, 2012. – С.642–647.

149. Петроценков, А.Б. Управление электротехническими комплексами на основных этапах жизненного цикла / А.Б. Петроценков // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2011. – № 3 (121). – С.219–224.
150. Петроценков, А.Б. Энергоинформационная модель электротехнических комплексов промышленных предприятий / А.Б. Петроценков // Электротехника. – 2014. – № 11. – С.47–51.
151. Планирование процесса эксплуатации электротехнического оборудования с использованием теории марковских процессов / А.Б. Петроценков, С.В. Бочкарев, А.В. Ромодин, Д.К. Елтышев // Электротехника. – 2011. – № 11. – С.20–24.
152. Плащанский, Л.А. Основы электроснабжения горных предприятий: учеб. пособие / Л.А. Плащанский. – М.: Изд-во Моск. гос. горн. ун-та, 2006.
153. Повышение надежности электроснабжения ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС» и разработка АСУ энергетики: отчет о НИР (заключ.) / науч. рук. В. М. Винокур; отв. исп. А. Б. Петроценков; вед. спец. И.А. Шмидт; исп. А.В. Ромодин, Л.А. Мыльников, С.А. Кожарский; М-во образования РФ; Перм. гос. техн. ун-т.– НИР: 99/163. – № ГР 01200116500. – Инв. № 02.200.202662. – Пермь, 2002.
154. Поиск оптимальных структур мини-энергосистем / Л.А. Мыльников, А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, В.М. Винокур // Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: сб. материалов всерос. студ. олимп., науч.-практ. конф. и выставки студ., аспир. и мол. ученых; 3–7 декабря 2001 г. – Екатеринбург: Изд-во УГТУ-УПИ, 2001. – С.173–175.
155. Полунатурное моделирование активно-адаптивной электрической сети / А.Б. Петроценков, Т. Франк, А.В. Ромодин, А.В. Кычкин // Электротехника. – 2013. – № 11. – С.60–63.
156. Построение онтологической модели жизненного цикла электротехнического оборудования / А.Б. Петроценков, С.В. Бочкарев, М.В. Овсянников, С.А. Буханов // Электротехника. – 2015. – № 6. – С.19–25.
157. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергосервис, 2003.

158. Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон. – М.: ИАЦ Энергия, 2013.

159. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы 6-го и 7-го изд. с изм. и доп. по состоянию на 1 апреля 2011 г. – М.: КНОРУС, 2011.

160. Программный комплекс «ЭлектроДин» для автоматизации испытаний электроэнергетических газотурбинных установок / А.Б. Петроценков, Б.В. Кавалеров, К.А. Один, В.А. Тарасов, Ю.К. Мусаева // Вестник ПНИПУ. Сер. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2012. – № 6. – С.257–261.

161. Разработка автоматизированной системы документооборота в рамках работы по повышению надежности электроснабжения ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС» и разработка АСУ энергетики: отчет о НИР (заключ.) / науч. рук. В. М. Винокур; отв. исп. А. Б. Петроценков; вед. спец. И. А. Шмидт; исп. А.В. Ромодин; М-во образования РФ; Перм. гос. техн. ун-т. – НИР: 02.01.032. – № ГР 01200110998. – Инв. № 02200302190. – Пермь, 2002.

162. Разработка классификатора отказавших узлов и аппаратов электротехнического оборудования / Н.И. Хорошев, А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, С.А. Куликов // Молодежная наука Верхнекамья: материалы V регион. конф.; г. Березники, 14 мая 2008 г. – Березники, 2008. – С.210–215.

163. Разработка лабораторной установки для исследования качества электрической энергии / А.М. Костыгов, А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, И.С. Калинин, О.Г. Паршиков, А.В. Кухарчук, А.А. Пеунов // Вестник Перм. гос. техн. ун-та. Сер. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – № 9(1). – С.132–137.

164. Разработка методологии и программно-технических средств интеллектуализации единого центра многоцелевых испытаний газотурбинных установок до 40 МВт: отчет о НИР (заключ.) / науч. рук. А.Б. Петроценков; исп. С.В. Бочкарев, Б.В. Кавалеров, В.П. Казанцев [и др.] / Минобрнауки РФ;

ПНИПУ.– НИР: 2010/403. – № ГР 01201150440. – Инв. № 02201357581. – Пермь, 2012.

165. Разработка муниципальной программы «Энергосбережение и повышения энергетической эффективности города Перми на период 2011–2015 гг.»: Муниципальный контракт на выполнение научно-исследовательской работы: отчет о НИР (заключ.) / науч. рук. А.В. Ромодин; отв. исп. А. Б. Петроценков; Минобрнауки РФ; ПНИПУ. – НИР: 2010/440. – № ГР 01201157370. – Инв. № 02201262367. – Пермь, 2011.

166. Разработка системы информационной поддержки принятия решений по управлению жизненным циклом электроэнергетического оборудования: Грант Президента РФ для государственной поддержки молодых российских ученых-кандидатов наук: отчет о НИР (заключ.) / науч. рук. А.Б. Петроценков; Минобрнауки РФ; Перм. гос. техн. ун-т. – НИР: 7801. – № ГР 01200954462. – Инв. № 02201052620. – Пермь, 2009.

167. Разработка системы мониторинга и управления экспериментальной установкой в TRACE MODE 6 / Д.А. Даденков, А.Ю. Москоков, Д.В. Самильянов, А.Б. Петроценков // Управление производством в системе TRACE MODE: материалы XIV Междунар. конф. и выставки. – М., 2008. – С.66–75.

168. Райфа, Г. Анализ решений (введение в проблему выбора в условиях неопределенности) / Г. Райфа. – М.: Наука, 1977.

169. РД 153-34.0-20.363-99. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ / СПО ОРГРЭС. – М., 2001.

170. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования (Разделы 1–5). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.

171. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования (Разделы 6–10. Приложения). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.

172. РД 153-34.0-35.518-2001. Инструкция по эксплуатации газовой защиты / СПО ОРГРЭС. – М., 2001.

173. РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. – М.: Изд-во РАО «ЕЭС России», 2001.

174. РД 153-34.3-20.662-98. Типовая инструкция по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с неизолированными проводами. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

175. РД 34.20.504-94. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

176. РД 34.43.105-89. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел / СПО Союзтехэнерго. – М., 1989.

177. РД 34.45-51.300-97. Объём и нормы испытаний электрооборудования. – 6-е изд. с изм. и доп. по состоянию на 1 марта 2001 г. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2008.

178. РД 34.51.304-94. Методические указания по применению в энергосистемах тонкослойной хроматографии для оценки остаточного ресурса твёрдой изоляции по наличию фурановых соединений в трансформаторном масле. – М.: Изд-во РАО «ЕЭС России», 1997.

179. РД 39-139-95. Инструкция по расследованию и учёту нарушений в работе объектов энергетического хозяйства предприятий и организаций нефтяной промышленности. – М., 1995.

180. РДС 39-064-89. Организация ремонта оборудования. Основные положения. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1989.

181. Регламент ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Методика оперативной вибрационной диагностики динамического оборудования в системах ремонта и обслуживания по техническому состоянию. – Пермь, 2004.

182. Регламент ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Система обеспечения заданного технического состояния объектов электроснабжения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – Пермь, 2004.

183. Результаты длительной периодической диагностики силовых трансформаторов / Ю.П. Аксенов [и др.] // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2006. – № 1. – С.28–35.
184. Родина, Л.С. Теория эксперимента в электроснабжении: учеб. пособие / Л.С. Родина. – М.: Изд-во МЭИ, 2006.
185. Ромодин, А.В. К вопросу о разработке методики имитационного моделирования установившихся режимов мини-энергетических систем / А.В. Ромодин, А.Б. Петроценков // Годишник на техническия университет във Варна. Студентско научно творчество. – 5-282. – Варна: Изд-во Техн. ун-та, 2002. – С. 57–58.
186. Руденко, Ю.Н. Управление надежностью энергосистем. Обзор зарубежных материалов / Ю.Н. Руденко, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
187. Самарский, А.А. Численные методы / А.А. Самарский, А.В. Гулин. – М.: Наука; Гл. ред. физ.-мат. лит-ры, 1989.
188. Саати, Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Т. Саати. – М.: Радио и связь, 1993.
189. Саушев, А.В. Математическое описание механической системы электропривода: учеб. пособие / А.В. Саушев. – СПб.: Изд-во СПГУВК, 2010.
190. Саушев, А.В. Области работоспособности электротехнических систем / А.В. Саушев. – СПб.: Политехника, 2013.
191. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования / под ред. Ф.Л. Когана. – М.: ОРГРЭС, 2001.
192. Свами, М. Графы, сети и алгоритмы / М. Свами, К. Тхумасирман. – М.: Мир, 1984.
193. Св-во о гос. регистр. базы данных № 2011620475 РФ. База данных «Energy Data Ware» (БД «Energy Data Ware») / А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, Б.В. Кавалеров, Л.А. Мыльников; зарег. в Реестре баз данных; заяв. 03.05.2011; № 2011620330; опубл. 28.06.2011. РОСПАТЕНТ.

194. Св-во о гос. регистр. базы данных № 2011620476 РФ. База данных технического обслуживания и ремонта электродвигателей («БД ТОиР ЭД») / А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, В.П. Куприн; зарег. в Реестре баз данных; заяв. 03.05.2011; № 2011620331; опубл. 28.06.2011. РОСПАТЕНТ.

195. Св-во о гос. регистр. базы данных № 2012621177 РФ. База данных «ЭлектроДин» / Петроценков А. Б. [и др.]; зарег. в Реестре баз данных; заяв. 21.09.2012; № 2012620996; опубл. 01.11.2012. РОСПАТЕНТ.

196. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2011611839 РФ. Программный комплекс «Комплекс математических моделей электрогенератора и электросети» («КМЭС») / А.Б. Петроценков [и др.]; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 30.12.2010; № 2010618413; опубл. 28.02.2011. РОСПАТЕНТ.

197. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2011615037 РФ. Система управления базой данных «Energy Data Ware» (СУБД «Energy Data Ware») / А.Б. Петроценков [и др.]; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 03.05.2011; № 2011613200; опубл. 28.06.2011. РОСПАТЕНТ.

198. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2011615038 РФ. Система управления базой данных технического обслуживания и ремонта электродвигателей («СУБД ТОиР ЭД») / А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, В.П. Куприн; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 03.05.2011; № 2011613201; опубл. 28.06.2011. РОСПАТЕНТ.

199. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2012610069 РФ. Forecast Models Analysis («FMA») / В.П. Казанцев, А.Б. Петроценков, Н.И. Хорошев; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 20.10.2011; № 20116178800; опубл. 10.01.2012. РОСПАТЕНТ.

200. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2012660288 РФ. ЭлектроДин / А.Б. Петроценков [и др.]; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 21.09.2012; № 2012617929; опубл. 01.11.2012. РОСПАТЕНТ.

201. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2013617402 РФ. Integral Technical State Estimation of High-voltage Switches («ITSES») / С.В. Бочкарев, Д.К. Елтышев, А.Б. Петроценков; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв.

17.06.2013; № 2013614889; опубл. 13.08.2013. РОСПАТЕНТ.

202. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2014661217 РФ. Моделирование динамики электрических систем произвольной конфигурации («МДЭСПК») / Б.В. Кавалеров Б.В., А.Б. Петроценков, К.А. Один, В.А. Тарасов; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 11.09.2014; № 2014619124; опубл. 27.10.2014. РОСПАТЕНТ.

203. Св-во об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2002611687 РФ. Программный комплекс «Энергетика» (ПК «Энергетика») / В.М. Винокур, Л.А. Мыльников, А.А. Бачурин, А.Б. Петроценков [и др.]; зарег. в реестре программ для ЭВМ; заяв. 05.08.2002; № 2002611441; опубл. 04.10.2002. РОСПАТЕНТ.

204. Св-во об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2004611133 РФ. Программный комплекс «Расчет устойчивости систем электроснабжения» (ПК «РУСЭС») / В.М. Винокур, А.В. Ромодин, А.Б. Петроценков [и др.]; зарег. в реестре программ для ЭВМ; заяв. 13.04.2004; № 2004610836; опубл. 07.05.2004. РОСПАТЕНТ.

205. Св-во об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2005612141 РФ. Power System Supply / В.М. Винокур, А.Б. Петроценков [и др.]; зарег. в реестре программ для ЭВМ; заяв. 05.07.2005; № 2005611666; опубл. 19.08.2005. РОСПАТЕНТ.

206. Св-во об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2006610771 РФ. ЭнергоСовет / В.М. Винокур, А.В. Ромодин, А.Б. Петроценков, И.С. Калинин; зарег. в реестре программ для ЭВМ; заяв. 10.01.2006; № 2006610064; опубл. 26.02.2006. РОСПАТЕНТ.

207. Св-во об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2007611452 РФ. Система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / В.К. Гладков, В.А. Чекменев, С.Ю. Зубарев, А.Б. Петроценков [и др.]; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 12.02.2007; № 2007610466; опубл. 06.04.2007. РОСПАТЕНТ.

208. Сивокобыленко, В.Ф. Параметры и схемы замещения асинхронных

двигателей с вытеснением в ротор / В.Ф. Сивокобыленко, В.А. Павлюков // Электрические станции. – 1976. – № 2. – С.51–54.

209. Сивокобыленко, В.Ф. Расчет параметров схем замещения и пусковых характеристик глубокопазных асинхронных машин / В.Ф. Сивокобыленко, В.А. Павлюков // Электричество. – 1979. – № 10. – С.30–39.

210. Сидняев, Н.И. Введение в теорию планирования эксперимента: учеб. пособие / Н.И. Сидняев, Н.Т. Вилисова. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э.Баумана, 2011.

211. Система контроля качества прессовки обмоток и стали трансформаторов по замерам вибрации, контроль состояния маслонасосов «ВЕСТА». Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://dimrus.ru/manuals/vesta_um.pdf, свободный (дата обращения: 15.05.2015).

212. Система мониторинга и оценки остаточного ресурса силового электрооборудования / Ю.Л. Жуковский, А.Е. Козярук, А.А. Коржев, А.В. Кривенко // Записки горного института. – 2008. – Т. 178. – С.17–21.

213. Система поддержки жизненного цикла силовых трансформаторов 6/0,4 кВ на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОГАЗ» / Н.И. Хорошев, А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин, С.А. Куликов // Инженерные, экономические и педагогические технологии: проблемы и перспективы: материалы регион. науч.-практ. конф.; Екатеринбург–Чайковский, 21 мая 2008 г. – Екатеринбург: Изд-во Ин-та экономики УрО РАН, 2008. – С.274–280.

214. Сметные расценки на ремонт электродвигателей. Кн. 10. – Уфа, 1991.

215. СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2001.

216. Совалов, С.А. Противоаварийное управление в энергосистемах / С.А. Совалов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1988.

217. Солодкий, Е.М. Комплексный анализ надежности технических систем / Е.М. Солодкий, А.Б. Петроценков // Энергетика. Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике: материалы III Всерос. науч.-техн. интернет-конф. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – С.7–17.

218. Солодкий, Е.М. Экспертная оценка в задачах технической диагностики / Е.М. Солодкий, А.Б. Петроценков // Вестник Перм. гос. техн. ун-та. Сер. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. – № 3. – С.209–215.
219. Соскин, Э.А. Автоматизация управления промышленным энергоснабжением / Э.А. Соскин, Э.А. Киреева. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
220. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. – М.: Минрегион России, 2011.
221. Способ определения остаточного ресурса технических объектов: пат. № 2502974 Рос. Федерации, МПК G01M 15/00 / С.В. Бочкарев, А.И. Цаплин, М.В. Овсянников, С.А. Буханов, А.Б. Петроценков [и др.]. – № 2012129075/28 (045549); заявл. 10.07.2012; опубл. 27.12.2013, Бюл. № 36.
222. СТП-01-026-2003. Система технического обслуживания, контроля технического состояния и ремонта по техническому состоянию нефтепромыслового оборудования дочерних нефтегазодобывающих обществ ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2003.
223. Суханов, О.А Иерархические модели в анализе и управлении режимами электроэнергетических систем / О.А. Суханов, Ю.В. Шаров. – М.: Изд. дом МЭИ, 2007.
224. Сэнди, К. Современные методы анализа электрических систем / К. Сэнди. – М.: Энергия, 1971.
225. Таран, В.П. Диагностирование электрооборудования / В.П. Таран. – Киев: Техника, 1983.
226. Тарасов, В.А. Паттерны объектно-ориентированного проектирования в системе расчета параметров электрических цепей матричным способом / В.А. Тарасов, В.П. Куприн, А.Б. Петроценков// Вестник Перм. гос. техн. ун-та. Сер. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – №4. – С.77–81.

227. Тарасов, В.А. Проблема коммутационных элементов в компьютерном моделировании систем электроснабжения / А.В. Тарасов, А.Б. Петроценков, Б.В. Кавалеров // Электротехника. – 2014. – № 11. – С.8–10.
228. Тарасов, В.А. Расчет параметров систем электроснабжения промышленных предприятий с применением электронных вычислительных машин / В.А. Тарасов, Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроценков // Инновационные технологии: теория, инструменты, практика (INNOTECH 2010): материалы II Междунар. интернет-конф. мол. ученых, аспирантов, студентов. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2011. – С.162–175.
229. Таха Хемми, А. Введение в исследование операций: пер. с англ. – 6-е издание / А. Таха Хемми. – М.: Вильямс, 2001.
230. Тейлор, Дж. Введение в теорию ошибок / Дж. Тейлор. – М.: Мир, 1985.
231. Тенекеджиев, К. Теория и практика на рискования анализ / К. Тенекеджиев, Н. Николова, Д. Димитракиев. – Варна: Изд-во Техн. ун-та, 2002.
232. Техническое перевооружение ЦРП-6 для повышения надежности электроснабжения. Рабочая документация. Электротехнический раздел. Основной комплект рабочих чертежей ЭП. Общие данные, расчеты, схемы электрических соединений. Шифр П18346-ЭП.1 / ВНИПКИ «Тяжпромэлектропроект им. Ф. Б. Якубовского», Пермский филиал. – Пермь, 1999.
233. Трусов, А.В. Проектирование систем управления технологическими процессами и производствами: учеб. пособие / А.В. Трусов, А.Б. Петроценков. – Пермь: Изд-во Перм. ЦНТИ, 2006.
234. Управление жизненным циклом продукции / А.Ф. Колчин, М.В. Овсянников, А.Ф. Стрекалов, С.В. Сумароков. – М.: Анахарсис, 2002.
235. Управление инновационными проектами: учеб. пособие / А.Б. Петроценков [и др.]; под ред. Л.А. Мыльникова. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009.
236. Управление качеством: учеб. пособие (с грифом УМО АМ) / С.В. Бочкарев, А.Б. Петроценков, А.Г. Схиртладзе, В.П. Борискин. – Старый Оскол: ТНТ, 2012.

237. Управление техническим состоянием электроэнергетических объектов с целью повышения параметров их энергоэффективности: грант Президента РФ для государственной поддержки молодых российских ученых: отчет о НИР (заключ.) / науч. рук. А.Б. Петроценков; Минобрнауки РФ; ПНИПУ. – НИР: 7111. – № ГР 01201176268. – И nv. № 02201354079. – Пермь, 2012.
238. Установка для очистки вредных выбросов в атмосферу: пат. № 2505342 Рос. Федерации, МПК B01D 47/06 / А.И. Цаплин, С.В. Бочкирев, А.Б. Петроценков [и др.]. – № 2012103630/05; заявл. 02.02.2012; опубл. 27.01.2014, Бюл. № 3.
239. Федоров, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
240. Федоров, О.В. Диагностика механической вибрации электропривода / О.В. Федоров // Главный энергетик. – 2015. – № 9. – С.48–50.
241. Федоров, О.В. Топливно-энергетические ресурсы электроэнергетики: учеб. пособие / О.В. Федоров, Н.В. Голубцов. – М.: Компания КноРус, 2013.
242. Фокин, Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчётах систем электроснабжения / Ю.А. Фокин. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
243. Хорошев, Н.И. Система оптимизации ресурса оборудования на основе методов субъективной оценки факторов риска / Н.И. Хорошев, А.Б. Петроценков, В.П. Казанцев // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2009. – № 2 (20). – С.143–147.
244. Хорошев, Н.И. Экспертный метод оценки надежности электротехнического оборудования при принятии управлеченческих решений / Н.И. Хорошев, А.Б. Петроценков, А.В. Ромодин // Вестник Ижевского государственного технического университета. – 2009.– № 4 (44). – С.161–164.
245. Чернов, Г. Элементарная теория статистических решений / Г. Чернов, Л. Мозес. – М.: Советское радио, 1962.
246. Черноруцкий, И.Г. Методы принятия решений / И.Г. Черноруцкий. – СПб., 2005.

247. Шайдуров, А.С. Развитие теории системного анализа и построения оптимальных систем электроснабжения горных предприятий: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.09.03 / Шайдуров Александр Сергеевич; Моск. ордена Труд. Красн. Знамени горн. ин-т. – М., 1993.
248. Шелухина, Т.И. Расчеты нормальных и предельных по мощности установившихся режимов сложных энергосистем: учеб. пособие / Т.И. Шелухина. – М.: Изд-во МЭИ, 2005.
249. Шестопалов, М.Ю. Системы отказоустойчивого управления технологическими процессами / М.Ю. Шестопалов. – СПб.: Элмор, 2013.
250. Шигапов, А.А. Структурная схема математической модели системы электроснабжения для испытания алгоритмов управления / А.А. Шигапов, А.Б. Петроценков, Б.В. Кавалеров // Электротехника. – 2010. – № 6. – С.55–60.
251. Ширман, А. Практическая диагностика и мониторинг состояния механического оборудования / А. Ширман. – М., 1997.
252. Шлимович, В.Д. Надежность электроэнергетических систем / В.Д. Шлимович // Итоги науки и техники. Сер. Энергетические системы и их автоматизация. – М.: Изд-во ВИНИТИ, 1984. – Т.2.
253. Шухгалтер, М.Л. Проблемы экономики ремонта оборудования на российских промышленных предприятиях [Электронный ресурс] // Экономика и жизнь. – 2009. – № 26. – Режим доступа: <http://www.eg-online.ru/article/72389>, свободный (дата обращения: 02.02.2014).
254. Эддоус, М. Методы принятия решений / М. Эддоус, Р. Стэнсфилд; пер. с англ. под ред. член-корр. РАН И.И. Елисеевой. – М.: Аудит: ЮНИТИ, 1997.
255. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.4: Использование электрической энергии / под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова [и др.] (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд, стер. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.
256. Эндрени, Дж. Моделирование при расчётах надёжности в электроэнергетических системах / Дж. Эндрени; пер. с англ. под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

257. Эталонная архитектура интеллектуальных энергосетей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://download.microsoft.com/download/4/7/F/47FFC5A8-D4C4-4CE9-8D1A-7B98AA8E06FE/SERA_v2_ru_v2.1.pdf, свободный (дата обращения: 21.05.2015).

258. Ящура, А.И. Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования: справочник / А.И. Ящура. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.

259. A method for development of software packages for mathematical simulation of electric power systems / B.V. Kavalerov, A.B. Petrochenkov, K.A. Odin, V.A. Tarasov // Russian Electrical Engineering. – 2015. – Vol.86. – № 6. – P.331–338. DOI: 10.3103/S1068371215060085.

260. Ahmed, A. Computer simulation of electric power system / A. Ahmed, J.M. Bee // Frontiers in Education Conference. – 1995. – P.329–332.

261. Anderson, G.O. Development of a mathematical model for reactive power transmission costs in electric power systems / G.O. Anderson //SAIEE Africa Research Journal. – 2008. – Vol. 99 (3). – P.87–93.

262. Aytug, H. Use of genetic algorithms to solve production and operations management problems: A review / H. Aytug , M. Khouja, F. E. Vergara // International Journal of Production Research. – 2003. – 41:17. – P.3955–4009. DOI: 10.1080/00207540310001626319.

263. Bagajewicz, M. A review of techniques for instrumentation design and upgrade in process plants / M. Bagajewicz // The Canadian Journal of Chemical Engineering. – February 2002. – Vol. 80. – P.3–16.

264. Brand, T.D. A new era in fault data acquisition and analysis / T.D. Brand // Power Technology International. – 1989. – P.97–100.

265. Chunmin, J. Analysis on automation of electric power systems based on GIS / J. Chunmin, Y. Li // Proceedings of the 2012 International Conference of MCSA. AISC 191. – P.507–510.

266. Cota E.V. Applying design for reliability to increase reliability confidence / E.V. Cota, L. Gullo, R. Mujal // Proc. of Annual Reliability and Maintainability

Symposium. – 2014. – art. no. 6798454. DOI: 10.1109/RAMS.2014.6798454.

267. Cowell, R. G. Probabilistic networks and expert systems / R.G. Cowell, A.P. Dawid, S.L. Lauritzen, D.J. Spiegelhalter. – Springer, 1999.

268. El-Tamaly, H.H. Effects of protective equipments reliability on that of electrical distribution systems / H.H. El-Tamaly, A.E.M.I. Ahmed, A.-H.M. El-Sayed // Proceedings of the 11th International Middle East Power Systems Conference, MEPCON'2006.

269. El-Tamaly, H.H. Modeling and simulation of photovoltaic/wind hybrid electric power system interconnected with electrical utility / H.H. El-Tamaly, A.A.E. Mohammed // 12th International Middle East Power System Conference, MEPCON. – 2008.

270. External subsystem equivalent model for steady-state and dynamic security assessment / J. Machowski, A. Cichy, F. Gubina, P. Omahen // IEEE Transactions on Power Systems. – November 1988. – Vol. 3. – № 4.

271. Girgis Adly, A. Hybrid expert systems for faulted section identification, fault type classification and selection of faulted section identification, fault type classification and selection of fault location algorithms / A. Girgis Adly, B.A. Jons Melisa / IEEE Trans. on Power Delivery. – 1989. – Vol. 4. – № 2. – P.987–985.

272. Guenter, B. Managing cost, performance, and reliability tradeoffs for energy-aware server provisioning / B. Guenter, N. Jain, C. Williams // Microsoft Research, Redmond WA.

273. Gurov S.V. A continuous extension of a load-share reliability model based on a condition of the residual lifetime conservation / S.V. Gurov, L.V. Utkin // European Journal of Industrial Engineering (EJIE). – 2014. – Vol. 8. – № 3.

274. Hardware-in-the-Loop simulation of an active adaptive power grid / A.B. Petrochenkov, T. Frank, A.V. Romodin, A.V. Kychkin // Russian Electrical Engineering. – 2013. – Vol. 84. – № 11. – P.652–658. DOI: 10.3103/S1068371213110102.

275. Hardware-in-the-Loop test platform for the performance assessment of a PMU-based Real-Time State Estimator for Active Distribution Networks / S. Sarri,

M. Pignati, P. Romano, L. Zanni, M. Paolone //2015 IEEE PES Eindhoven PowerTech. – Eindhoven, The Netherlands, 2015.

276. Horigrae, K. Enhancement of external system modeling for state estimation / K. Horigrae, A. Abur // IEEE Transactions on Power Systems. – 1996. – Vol. 11. – № 3.

277. Huang, C. Inference in belief networks / C. Huang, A. Darwiche // A procedural guide. International Journal of Approximate Reasoning. – October 1996. – Vol. 15. – № 3. – P.225–263.

278. Iarmonova, O. Development of gas turbine fast mathematical model simulation module for software complex «Electrodin» based on LabVIEW / O. Iarmonova, A. Petrochenkov, B. Krause // European Researcher. – 2013. – Vol. (61). – № 10-2. – P.2488–2501. DOI: 10.13187/issn.2219-8229.

279. IEC 61850-2. Communication networks and systems in substations - Part 2: Glossary.

280. IEC 61970-301. Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 301: Common information model (CIM) base.

281. IEC/TR 61968-11. Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 11: Common information model (CIM) extensions for distribution.

282. IEC/TS 62351-2. Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 2: Glossary of terms.

283. IEEE C37.238 IEEE Standard profile for use of IEEE 1588 precision time protocol in power system applications.

284. IETF RFC 6272: Core protocols in the Internet protocol suite.

285. ISO 15926 Industrial automation systems and integration – Integration of life-cycle data for process plants including oil and gas production facilities.

286. ISO/IEC 15288 Systems and software engineering – System life cycle processes.

287. Iwamoto, S. Fast load flow method retaining nonlinearity / S. Iwamoto, Y.A. Tamura // IEEE Trans. Power App. and Syst. – 1978. – Vol. 97. – № 5.

288. Iwamoto, S. A Load flow calculation method for IEE-condition power system / S. Iwamoto, Y.A. Tamura // IEEE Trans. PAS-100. – 1981. – Vol. 100. – № 4. – P.1736–1739.
289. Jardine A.K.S. A review on machinery diagnostics and prognostics implementing condition-based maintenance / A.K.S. Jardine, D. Lin, D. Banjevic // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2006. – Vol. 20. – P.1483–1510.
290. Kavalerov, B.V. Simulating electric load to adjust systems of control of converter gas-turbine plants / B.V. Kavalerov, A.B. Petrochenkov // Russian Electrical Engineering. – 2011. – Vol. 82. – № 11. – P.582–587. DOI: 10.3103/S1068371211110034.
291. Kojima, Yukio. Application of knowledge engineering techniques to power system restoration / Yukio Kojima, Shigeru Warshima, Masakazu Kato, Hadime Watanabe // International Workshop on Artificial Intelligence for Industrial Applications. – 1988. – P.320–325.
292. Larman, C. Applying UML and patterns: an introduction to object-oriented analysis and design and iterative development. Third edition / C. Larman. – NJ: Prentice Hall PTR, 2004. (Ларман К. Применение UML 2.0 и шаблонов проектирования. Введение в объектно-ориентированный анализ, проектирование и итеративную разработку / пер. А. Шелестов. – 3-е изд. – М.: Вильямс, 2013.)
293. Liu C.C. An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems / C.C. Liu, S.J. Lee, S.S. Venkata // Comput. Appl. Conf. PICA'87. – 1988. – P.79–85.
294. Modeling of the interaction of structural elements / B.V. Kavalerov, A.B. Petrochenkov, K.A. Odin, V.A. Tarasov // Russian Electrical Engineering. – 2013. – Vol. 84. – № 1. – P.9–13. DOI: 10.3103/S1068371213010033.
295. NEMA SGAMI 1: Requirements for smart meter upgradeability.
296. NETASIM – A digital simulation system for power electronics system // Simulat. Syst. 70. –Amsterdam, 1980. – P.321–326.
297. NISTIR 7761: Guidelines for assessing wireless standards for smart grid.
298. Peterson, N.M. Iterative Linear A.C. Power flow solution for fast

approximate outage studies / N.M. Peterson, W.F. Tinney, D.W. Bree // IEEE Trans. – 1972. – PAS-91. – Vol. 91. – № 5. – P.2048–2053.

299. Petrochenkov, A. Decision-making informational support system of the electrotechnical equipment life cycle management / A. Petrochenkov // ICEEE–2010. 13th International conference on electromechanics, electrotechnology, electromaterials and components. Abstracts. – Alushta, 2010. – P.140–141.

300. Petrochenkov, A. Developing an HIL simulation of microgrids for research and education [Электронный ресурс] / A. Petrochenkov, I. Stepanenko. – Электрон.дан. (1 файл). – Остин, США: NI Week 2013, 2013. – Режим доступа: <https://decibel.ni.com/content/docs/DOC-30763>, свободный (дата обращения: 15.05.2015).

301. Petrochenkov, A.B. Energy-optimizer complex / A.B. Petrochenkov, A.V. Romodin // Russian Electrical Engineering. – 2010. – Vol. 81. – № 6. – P.323–327. DOI: 10.3103/S106837121006009X.

302. Petrochenkov, A.B. Management of effective maintenance of the electrotechnical complexes of mineral resource industry's enterprises based on energy-information model / A.B. Petrochenkov // IEEE Conference Publications. Proceedings of XVIII International Conference on Soft Computing and Measurements SCM`2015. – 2015. – P.122–124. DOI: 10.1109/SCM.2015.7190430.

303. Petrochenkov, A. Methodical bases of the integrated electrotechnical complexes life cycle logistic support / A. Petrochenkov // Proceedings of 1st International Conference on Applied Innovations in IT / Eduard Siemens (editor in chief) [et al.]. – Dessau, Anhalt University of Applied Sciences, 2013. – P.7–11. DOI: 10.13142/kt10001.02.

304. Petrochenkov, A.B. On the methods for constructing failure models of complex systems / A.B. Petrochenkov, E.M. Solodkii // Russian Electrical Engineering. – 2011. – Vol. 82. – № 11. – P.623–627. DOI: 10.3103/S1068371211110125.

305. Petrochenkov, A.B. On the problem of development of models of processing operations performed during repair of electrical engineering complex components /

A.B. Petrochenkov // Russian Electrical Engineering. – 2013. – Vol. 84. – № 11. – P.613–616. DOI: 10.3103/S1068371213110096.

306. Petrochenkov, A. Practical aspects of genetic algorithms' implementation in life cycle management of electrotechnical equipment / A. Petrochenkov // Proceedings of the 3rd International Conference on Applied Innovations in IT (2015). Jg. III. – Koethen: Hochschule Anhalt, 2015. – P.1–6. DOI: 10.13142/kt10003.01.

307. Petrochenkov, A. Regarding to implementation of genetic algorithms in life cycle management of electrotechnical equipment / A. Petrochenkov // Proceedings of 2nd International Conference on Applied Innovations in IT / Eduard Siemens (editor in chief) [et al]. – Kothen, Anhalt University of Applied Sciences, 2014. – P.79–83. DOI: 10.13142/kt10002.13.

308. Petrochenkov, A. Respecting life cycle management of electrotechnical equipment based on genetic modeling methods / A. Petrochenkov // Applied Mechanics and Materials. – Vol. 792 (2015). – P.113–121. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.792.113.

309. Program complex on management of a technical condition of electropower objects [Электронный ресурс] / Petrochenkov A. // Innova. The World Exhibition Of Inventions, Research And New Technologies. Brussels Eureka! Competition. Section: Energetics / Brussels, 15.11.2012- 17.11.2012. – Режим доступа: <http://www.brussels-innova.com/en/eureka/2012/inventions.aspx>, свободный (дата обращения: 15.05.2015).

310. Rausand, M. System reliability theory: models, statistical methods and application / M. Rausand, A. Hoyland // Wiley interscience. – 2004.

311. Reinertsen, R. Residual life of technical systems; diagnosis, prediction and life extension / R. Reinertsen // Reliability engineering and system safety. – 1996. – Vol. 54. – P.23–34.

312. REQ 18/WEQ19: NAESB PAP10 Energy usage information.

313. SAE 2847-1 Communication between plug-in vehicles and the utility grid.

314. SAE J1772TM: Electric vehicle and plug in hybrid electric vehicle conductive charge coupler .

315. SAE J28361: Use cases for communication between plug-in vehicles and the utility grid.

316. SAE JA 1011:2009 «Evaluation criteria for reliability-centered maintenance (RCM) Processes». Surface vehicle / Aerospace standard: Society of automotive engineers.

317. Smart energy monitoring and analysis system [Электронный ресурс] / Petrochenkov A., Romodin A., Kychkin A., Artemov S., Tchudinov A., Frank T. // Innova. The World Exhibition Of Inventions, Research And New Technologies. Brussels Eureka! Competition. Section: Energetics / Brussels, 13.11.2014–15.11.2014. – Режим доступа: <http://www.brussels-innova.com/en/eureka/2014/inventions/52.aspx>, свободный (дата обращения: 15.05.2015).

318. Shah Kanu, R. Feasibility of adaptive distribution protection system using computer overcurrent relaying concept / R. Shah Kanu, D. Detjen Edson, G. Hadke Arun // IEEE Trans. Ind. Appl. – 1988. – № 5. – P.792–797.

319. Smith, A. M. Reliability-centered maintenance /A.M. Smith. – NY, 1993.

320. Srinivasan, N. Simulation of line and transformer outages in power system using constant sensitivity matrix / N. Srinivasan, K.S. Prarasa Rao, C.S. Indylkar // Electrical power and energy systems. – 1987. – Vol. 9. – P.56–62.

321. Structural synthesis of complex electrotechnical equipment on the basis of the constraint satisfaction method / S.V. Bochkarev, M.V. Ovsyannikov, A.B. Petrochenkov, S.A. Bukhanov // Russian Electrical Engineering. – 2015. – Vol. 86. – № 6. – P.362–366. DOI: 10.3103/S1068371215060024.

322. Tarasov, V.A. The problem of switching elements in computer modeling of power systems / V.A. Tarasov, A.B. Petrochenkov, B.V. Kavalerov // Russian Electrical Engineering. – 2014. – Vol. 85. – № 11. – P.654–656. DOI: 10.3103/S1068371214110133.

323. Utkin L.V. Combining of judgments in imprecise voting multi-criteria decision problems / L.V. Utkin, Yu.A. Zhuk // International Journal of Applied Decision Sciences (IJADS). – 2012. – Vol. 5. – № 3. – P.199–214.

324. Vijay Venu, V. Reliability of electric power systems: challenges in the deregulated environment – a research perspective / V. Vijay Venu, A.K. Verma // Int. J. Syst. Assur. Eng. Manag. – 2010. – Vol. 1. – P.24–31.
325. Vinokur, V. Development of the system of technological flow of documents and information supply of power engineering subdivisions' activity / V. Vinokur, A. Petrochenkov // Proceedings of Second International Congress of Mechanical and Electrical Engineering and Marine Industry "MEEMI '2005". Varna, Bulgaria, 07–09 October 2005. Vol. IV. – Varna, 2005. – P.107.
326. Wies, R.W. Modeling and optimization of hybrid electric power systems for remote locations in extreme climates / R.W. Wies, A.N. Agrawal // Proceedings of the IASTED Multi-Conference- Power and Energy Systems [Internet]. – 2003. – P.241–246.
327. Zaborsky, J. Fast contingency evaluation using cocentric relaxation / J. Zaborsky, K.W. Whang, K. Prazad // IEEE Trans. – 1980. – PAS-99. – Vol. 99. – № 1. – P.28–36.

Приложение А

Аналитические значения эквивалентных комплексных сопряженных сопротивлений синхронного двигателя

Асинхронный режим.

Расчет аналитического значения эквивалентного комплексного сопротивления по продольной оси:

$$ra + I \cdot x\sigma + \left(\frac{1}{I \cdot xad} + \frac{1}{\frac{rf}{s} + I \cdot x\sigma f} + \frac{1}{\frac{rD}{s} + I \cdot x\sigma D} \right)^{-1} \xrightarrow{\text{a + bI form}}$$

$$\frac{\frac{rf}{s} + I \cdot x\sigma f}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{\frac{rD}{s} + I \cdot x\sigma D}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)}$$

$$ra + \frac{\left(\frac{rf}{s} + \frac{rD}{s} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2 + I \begin{cases} x\sigma \\ x\sigma \\ -\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \end{cases}}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right) + s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)} + I \begin{cases} x\sigma \\ x\sigma \\ -\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \end{cases}$$

$$- \frac{\left(\frac{rf}{s} + \frac{rD}{s} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right) + s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)}$$

Расчет аналитического значения эквивалентного комплексного сопротивления по поперечной оси:

$$ra + I \cdot x\sigma + \left(\frac{1}{I \cdot xad} + \frac{1}{\frac{rQ}{s} + I \cdot x\sigma Q} \right)^{-1} \xrightarrow{\text{a + bI form}}$$

$$\frac{\frac{rQ}{s} + I \cdot x\sigma Q}{s \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2 + I \begin{cases} x\sigma \\ x\sigma \\ -\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \end{cases}$$

$$ra + \frac{\frac{rQ}{s} \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2 + I \begin{cases} x\sigma \\ x\sigma \\ -\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \end{cases}$$

Расчет тока:

$$zd := ra + I \cdot x\sigma + \left(\frac{1}{I \cdot xad} + \frac{1}{\frac{rf}{s} + I \cdot x\sigma f} + \frac{1}{\frac{rD}{s} + I \cdot x\sigma D} \right)^{-1}$$

(1)

$$ra + Ix\sigma + \frac{1}{-\frac{I}{xad} + \frac{1}{\frac{rf}{s} + Ix\sigma f} + \frac{1}{\frac{rD}{s} + Ix\sigma D}}$$

$$zq := ra + Ix\sigma + \left(\frac{1}{I \cdot xad} + \frac{1}{\frac{rQ}{s} + Ix\sigma Q} \right)^{-1}$$

(2)

$$ra + Ix\sigma + \frac{1}{-\frac{I}{xad} + \frac{1}{\frac{rQ}{s} + Ix\sigma Q}}$$

$$\frac{1}{ra + Ix\sigma + \left(\frac{1}{I \cdot xad} + \frac{1}{\frac{rQ}{s} + Ix\sigma Q} \right)^{-1}} \xrightarrow{\text{complex conjugate}} \frac{1}{ra + Ix\sigma + \frac{1}{-\frac{I}{xad} + \frac{1}{\frac{rQ}{s} + Ix\sigma Q}}} \xrightarrow{\text{a + bi form}}$$

$$ra + \frac{rQ}{s \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right) \left(\frac{rQ^2}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2 \right)}$$

$$\left(ra + \frac{rQ}{s \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right) \left(\frac{rQ^2}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2 \right)} \right)^2 + \left(-x\sigma + \frac{-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2}}{\frac{rQ^2}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2} \right)^2$$

317

$$\begin{aligned}
& - \frac{I \left(-x\sigma + \frac{-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2}}{\frac{rQ^2}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2} \right)}{ra + \frac{1}{s \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right) \left(\frac{rQ^2}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2 \right)}}^2 + \frac{-x\sigma + \frac{-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2}}{\frac{rQ^2}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2}}{1}^2 \\
& \xrightarrow{\text{complex conjugate}} \frac{ra + Ix\sigma + \frac{1}{-\frac{I}{xad} + \frac{1}{\frac{rf}{s} + Ix\sigma f} + \frac{1}{\frac{rD}{s} + Ix\sigma D}}}{ra + Ix\sigma + \left(\frac{1}{I \cdot xad} + \frac{1}{\frac{rf}{s} + Ix\sigma f} + \frac{1}{\frac{rD}{s} + Ix\sigma D} \right)^{-1}} \xrightarrow{\text{a + bi form}} \\
& \left(ra + \frac{\frac{rf}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{rD}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)}}{\left(\frac{rf}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{rD}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2} \right)^2 + \left(\begin{array}{l} ra \\ -x\sigma \end{array} \right) \\
& + \frac{\frac{rf}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{rD}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)}}{\left(\frac{rf}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{rD}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2}^2 + \left(\begin{array}{l} -x\sigma \\ I \end{array} \right) \\
& + \frac{\frac{rf}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{rD}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)}}{\left(\frac{rf}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{rD}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2}^2 - \left(\begin{array}{l} -x\sigma \\ I \end{array} \right)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{\left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2}{\left(\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)} \right)^2} \\
& + \frac{\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)}}{\left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2} \\
& + \frac{\left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2}{\left(\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)} \right)^2} \\
& + \frac{\left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2}{\left(\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)} \right)^2} \\
ra + I \cdot x\sigma + \left(\frac{1}{I \cdot xad} + \frac{1}{\frac{rf}{s} + I \cdot x\sigma f} + \frac{1}{\frac{rD}{s} + I \cdot x\sigma D} \right)^{-1} & \xrightarrow{\text{complex conjugate}} ra + I \cdot x\sigma + \frac{1}{-\frac{1}{xad} + \frac{1}{\frac{rf}{s} + I \cdot x\sigma f} + \frac{1}{\frac{rD}{s} + I \cdot x\sigma D}} \\
ra + I \cdot x\sigma + \frac{1}{-\frac{1}{xad} + \frac{1}{\frac{rf}{s} + I \cdot x\sigma f} + \frac{1}{\frac{rD}{s} + I \cdot x\sigma D}} & \xrightarrow{\text{complex conjugate}} \dots \frac{1}{ra + I \cdot x\sigma + \frac{1}{-\frac{1}{xad} + \frac{1}{\frac{rf}{s} + I \cdot x\sigma f} + \frac{1}{\frac{rD}{s} + I \cdot x\sigma D}}} \\
& \xrightarrow{\text{complex conjugate}} \frac{1}{ra + I \cdot x\sigma + \frac{1}{-\frac{1}{xad} + \frac{1}{\frac{rQ}{s} + I \cdot x\sigma Q}}}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{ra + Ix\sigma + \frac{1}{-\frac{I}{xad} + \frac{1}{\frac{rQ}{s} + Ix\sigma Q}}} \\
& \frac{1}{ra + Ix\sigma + \frac{1}{-\frac{I}{xad} + \frac{1}{\frac{rf}{s} + Ix\sigma f + \frac{1}{\frac{rD}{s} + Ix\sigma D}}}} + \frac{1}{ra + Ix\sigma + \frac{1}{-\frac{I}{xad} + \frac{1}{\frac{rQ}{s} + Ix\sigma Q}}} \tag{4}
\end{aligned}$$

$\xrightarrow{a+bi \text{ form}}$

$$\begin{aligned}
& \left(ra + \frac{\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)}}{\left(\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)}\right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2}\right)^2} \right) \times \begin{cases} ra \\ -x\sigma \end{cases} \\
& + \frac{\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)}}{\left(\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)}\right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2}\right)^2} + \begin{cases} -x\sigma \\ -\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \end{cases}^2 \\
& + \frac{\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)}}{\left(\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)}\right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2}\right)^2} \times \begin{cases} -\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \end{cases}^2 \tag{5}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{ra + \frac{rQ}{s \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)} \left(\frac{rQ^2}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2 \right)}{+} \\
& \left(ra + \frac{rQ}{s \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)} \left(\frac{rQ^2}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2 \right) \right)^2 + \left(-x\sigma + \frac{-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2}}{\frac{rQ^2}{s^2 \left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2} \right)^2 \\
& + I \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right. \\
& \left. - x\sigma + \frac{\left(\frac{rf}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{rD}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2}{\left(\frac{rf}{s \left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{rD}{s \left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2} \right) \right)
\end{aligned}$$

$$+ \frac{\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)}}{+ \frac{\left(\frac{rf}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)}\right)^2 + \left(-\frac{1}{x\sigma d} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2}\right)^2}{\left(-x\sigma\right)^2}}^2$$

$$\begin{aligned}
& + \left. \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2 \right) \\
& + \left. \left(\frac{\frac{rf}{s}}{s\left(\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2\right)} + \frac{rD}{s\left(\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2\right)} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{\frac{rf^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{rD^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2 \right)^2 \right) \\
& - \frac{-x\sigma + \frac{-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2}}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2}}{\frac{rQ^2}{s^2\left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2\right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2} \\
& - \left. \left(ra + \frac{\frac{rQ}{s}}{s\left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2\right)} \left(\frac{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2}{s^2\left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2\right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2 \right) \right)^2 + \left(-x\sigma + \frac{-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2}}{\frac{rQ^2}{s^2\left(\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2\right)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Q}{\frac{rQ^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2} \right)^2 \right)
\end{aligned}$$

Синхронный режим.

Расчет аналитического значения эквивалентного комплексного сопротивления по продольной оси:

$$\begin{aligned}
& ra + I \cdot x\sigma + \left(\frac{1}{I \cdot xad} + \frac{1}{rf + I \cdot x\sigma f} + \frac{1}{rDc + I \cdot x\sigma Dc} \right)^{-1} \xrightarrow{\text{a + bI form}} \\
& \frac{rf}{rf^2 + x\sigma f^2} + \frac{rDc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \\
ra + & \frac{\frac{rf}{rf^2 + x\sigma f^2} + \frac{rDc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2}}{\left(\frac{rf}{rf^2 + x\sigma f^2} + \frac{rDc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{rf^2 + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2} + I \left(x\sigma \right)
\end{aligned}$$

$$-\left. \frac{-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{rf^2 + x\sigma^2} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2}}{\left(\frac{rf}{rf^2 + x\sigma^2} + \frac{rDc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2 + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma f}{rf^2 + x\sigma^2} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2} \right\}$$

Расчет аналитического значения эквивалентного комплексного сопротивления по поперечной оси:

$$ra + I \cdot x\sigma + \left(\frac{1}{I \cdot xad} + \frac{1}{rDc + I \cdot x\sigma Dc} \right)^{-1} \xrightarrow{\text{a + bI form}}$$

$$ra + \frac{rDc}{(rDc^2 + x\sigma Dc^2) \left(\frac{rDc^2}{(rDc^2 + x\sigma Dc^2)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2 \right)} + I \left(x\sigma - \frac{-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2}}{\frac{rDc^2}{(rDc^2 + x\sigma Dc^2)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2} \right)$$

Приложение Б

Аналитические значения пусковых токов синхронного двигателя

Асинхронный режим:

$$\begin{aligned}
 & I_{\text{II}(1)} = 0,5 U_{HOM} \\
 & \left(r_a + \frac{\frac{r_f(0)}{s^2} + x_{\sigma f(0)}}{s(\frac{r_f(0)}{s^2} + x_{\sigma f(0)})^2 + (-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma f(0)}}{\frac{r_f(0)}{s^2} + x_{\sigma f(0)}} - \frac{x_{\sigma D(0)}}{\frac{r_D(0)}{s^2} + x_{\sigma D(0)}})^2} \right) - j(x_{\sigma(0)}) - \\
 & \left(r_a + \frac{\frac{r_Q(0)}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}}{s(\frac{r_Q(0)}{s^2} + x_{\sigma Q(0)})^2 + (-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma Q(0)}}{\frac{r_Q(0)}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}})^2} \right) - j(x_{\sigma(0)}) = \\
 & \left(r_a + \frac{\frac{r_f(0)}{s^2} + x_{\sigma f(0)}}{s(\frac{r_f(0)}{s^2} + x_{\sigma f(0)})^2 + (-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma f(0)}}{\frac{r_f(0)}{s^2} + x_{\sigma f(0)}} - \frac{x_{\sigma D(0)}}{\frac{r_D(0)}{s^2} + x_{\sigma D(0)}})^2} \right) - j(x_{\sigma(0)}) - \\
 & \left(r_a + \frac{\frac{r_Q(0)}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}}{s(\frac{r_Q(0)}{s^2} + x_{\sigma Q(0)})^2 + (-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma Q(0)}}{\frac{r_Q(0)}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}})^2} \right) - j(x_{\sigma(0)}) = \\
 & \left(r_a + \frac{\frac{r_f(0)}{s^2} + x_{\sigma f(0)}}{s(\frac{r_f(0)}{s^2} + x_{\sigma f(0)})^2 + (-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma f(0)}}{\frac{r_f(0)}{s^2} + x_{\sigma f(0)}} - \frac{x_{\sigma D(0)}}{\frac{r_D(0)}{s^2} + x_{\sigma D(0)}})^2} \right) - j(x_{\sigma(0)}) - \\
 & \left(r_a + \frac{\frac{r_Q(0)}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}}{s(\frac{r_Q(0)}{s^2} + x_{\sigma Q(0)})^2 + (-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma Q(0)}}{\frac{r_Q(0)}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}})^2} \right) - j(x_{\sigma(0)}) =
 \end{aligned}$$

325

$$\begin{aligned}
&= 0,5U_{HOM}[(r_a(0) + \frac{(r_f(0) + r_D(0))}{s(\frac{r_f^2(0)}{s^2} + x_{\sigma f}(0)^2)})^2 + (-\frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma f}(0)}{\frac{r_f^2(0)}{s^2} + x_{\sigma f}(0)^2} - \frac{x_{\sigma D}(0)}{\frac{r_D^2(0)}{s^2} + x_{\sigma D}(0)^2})^2 \\
&\quad + (r_a(0) + \frac{(r_f(0) + r_D(0))}{s(\frac{r_f^2(0)}{s^2} + x_{\sigma f}(0)^2)})^2 + (-\frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma f}(0)}{\frac{r_f^2(0)}{s^2} + x_{\sigma f}(0)^2} - \frac{x_{\sigma D}(0)}{\frac{r_D^2(0)}{s^2} + x_{\sigma D}(0)^2})^2 \\
&\quad + (r_a + \frac{r_Q(0)}{s(\frac{r_Q^2(0)}{s^2} + x_{\sigma Q}(0)^2)} \cdot (\frac{r_Q^2(0)}{s^2(\frac{r_Q^2(0)}{s^2} + x_{\sigma Q}(0)^2)^2} + (-\frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma Q}(0)}{\frac{r_Q^2(0)}{s^2} + x_{\sigma Q}(0)^2})^2 \\
&\quad + (r_a + \frac{r_Q(0)}{s(\frac{r_Q^2(0)}{s^2} + x_{\sigma Q}(0)^2)} \cdot (\frac{r_Q^2(0)}{s^2(\frac{r_Q^2(0)}{s^2} + x_{\sigma Q}(0)^2)^2} + (-\frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma Q}(0)}{\frac{r_Q^2(0)}{s^2} + x_{\sigma Q}(0)^2})^2 \\
&\quad + (x_{\sigma}(0) - \frac{(r_f(0) + r_D(0))}{s(\frac{r_f^2(0)}{s^2} + x_{\sigma f}(0)^2)})^2 + (-\frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma f}(0)}{\frac{r_f^2(0)}{s^2} + x_{\sigma f}(0)^2} - \frac{x_{\sigma D}(0)}{\frac{r_D^2(0)}{s^2} + x_{\sigma D}(0)^2})^2 \\
&\quad + (r_a(0) + \frac{(r_f(0) + r_D(0))}{s(\frac{r_f^2(0)}{s^2} + x_{\sigma f}(0)^2)})^2 + (-\frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma f}(0)}{\frac{r_f^2(0)}{s^2} + x_{\sigma f}(0)^2} - \frac{x_{\sigma D}(0)}{\frac{r_D^2(0)}{s^2} + x_{\sigma D}(0)^2})^2
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& -\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma Q(0)}}{\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2} \\
x_{\sigma(0)} &= \frac{-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma Q(0)}}{\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2}}{\left(\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2 \right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma Q(0)}}{\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2} \right)^2}^{1/2} \\
+ & \frac{\left(r_a + \frac{\frac{r_{Q(0)}}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2}{s(\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2) \cdot \left(\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2 \right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma Q(0)}}{\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2} \right)^2} \right)^2 + \left(x_{\sigma(0)} - \frac{-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma Q(0)}}{\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2}}{\left(\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2 \right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma Q(0)}}{\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2} \right)^2} \right)^2}{\left(\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2 \right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad(0)}} - \frac{x_{\sigma Q(0)}}{\frac{r_{Q(0)}^2}{s^2} + x_{\sigma Q(0)}^2} \right)^2}^{1/2}
\end{aligned}$$

Синхронный режим:

$$I \quad II(l) = 0, 5U_{HOM}$$

$$\left| \begin{array}{c} 1 \\ \left(r_a(0) + \frac{\left(\frac{r_f(0)}{(r_f^2 + x_{\sigma f}(0)^2) + \frac{r_{Dc}(0)}{s(r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2)}} + \frac{r_{Dc}(0)}{(r_f^2 + x_{\sigma f}(0)^2) + \frac{r_{Dc}(0)}{s(r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2)}} \right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma f}(0)}{r_f^2 + x_{\sigma f}(0)^2} - \frac{x_{\sigma Dc}(0)}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2} \right)^2 \right) - j(x_{\sigma}(0)) - \frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma f}(0)}{r_f^2 + x_{\sigma f}(0)^2} - \frac{x_{\sigma Dc}(0)}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2} \right) + \left(\frac{r_f(0)}{(r_f^2 + x_{\sigma f}(0)^2) + \frac{r_{Dc}(0)}{s(r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2)}} + \frac{r_{Dc}(0)}{(r_f^2 + x_{\sigma f}(0)^2) + \frac{r_{Dc}(0)}{s(r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2)}} \right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma f}(0)}{r_f^2 + x_{\sigma f}(0)^2} - \frac{x_{\sigma Dc}(0)}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2} \right)^2 \end{array} \right| =$$

$$\left| \begin{array}{c} 1 \\ \left(r_a + \frac{r_{Dc}(0)}{(r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2) \cdot \left(\frac{r_{Dc}(0)}{(r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma Dc}(0)}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2} \right)^2} \right)} + \frac{r_{Dc}(0)}{\left(\frac{r_{Dc}(0)}{(r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma Dc}(0)}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2} \right)^2} \right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma Dc}(0)}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2} \right)^2} \right) - j(x_{\sigma}(0)) - \frac{1}{x_{ad}(0)} - \frac{x_{\sigma Dc}(0)}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}(0)^2} \end{array} \right| =$$

Приложение В

Матрично-топологический расчет токов короткого замыкания для участка системы электроснабжения промышленного предприятия

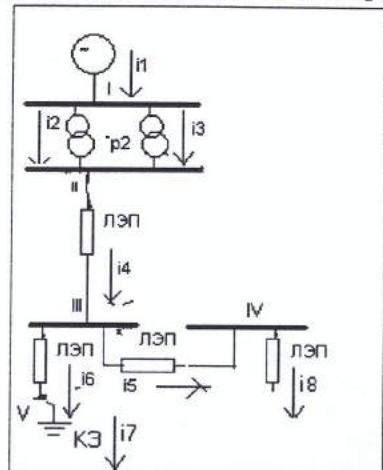


Рис. В.1. Схема замещения участка системы электроснабжения

Матрица инцидентности

		число узлов/число ветвей	1	2	3	4	5	6	7	8
		I	-1 0	1 -1	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	0 0
(П)=		II	0 0	0 0	-1 0	-1 0	1 0	0 0	0 0	0 0
		III	0 0	0 0	0 0	0 0	-1 0	1 0	1 0	0 0
		IV	0 0	0 0	0 0	0 0	0 -1	0 0	0 0	0 0
		V	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	-1 0	1 0	0 0

```

-1      0      0      0      0      0      0      0      0      0      0
0      -1      0      0      0      0      0      0      0      0      0
1      0      -1      0      0      0      0      0      0      0      0
0      1      0      -1      0      0      0      0      0      0      0
1      0      -1      0      0      0      0      0      0      0      0
0      1      0      -1      0      0      0      0      0      0      0
0      0      1      0      -1      0      0      0      0      0      0
0      0      0      1      0      -1      0      0      0      0      0
0      0      0      0      1      0      -1      0      0      0      0
0      0      0      0      0      1      0      -1      0      0      0
0      0      0      0      0      0      1      0      0      0      -1
0      0      0      0      0      0      0      1      0      0      0
0      0      0      0      0      0      0      0      1      0      -1
0      0      0      0      0      0      0      0      0      1      0
0      0      0      0      0      0      0      0      0      0      1
0      0      0      0      0      0      0      0      0      0      0
0      0      0      0      0      0      0      0      0      0      0

```

Расчет сопротивлений

1 ветвь - ВЛ

```

      R o=   1E-17    OM/KM
      X o=     0        OM/KM
      I=       1        KM
      n=       1

      Ucp=UH= 38500    B
      Knpl=U0/UH= 0.001038961
      R apl=R o! /Knpl= 1.07944E-23    OM
      X apl=X o! /Knpl= 0        OM

```

2 ветвь - Трансформатор 1

<i>Pкz=</i>	46500	Вт
<i>Uкz=</i>	10.5	%
<i>SН=</i>	6300000	ВА
<i>Uвн=</i>	38500	В
<i>Uнн=</i>	6300	В
<i>n²SH₂=</i>	0,0465	Ом
<i>R_{п,РтР}=</i>	0,659863622	Ом
<i>n²U_Н=</i>	0,0006349206	
<i>k²pr2=</i>	1,87453E-06	Ом
<i>k²pr2=</i>	2 66007E-05	Ом

k_tp= 6,11111111

3 ветвь - Трансформатор 2

<i>P_{кз}</i> =	46500	Бт
<i>U_{кз}</i> =	10.5	%
<i>S_н</i> =	6300000	ВА
<i>U_{вн}</i> =	38500	В
<i>U_{нн}</i> =	6300	В
<i>H[*]S_Н</i>)=	0.0465	Ом
<i>h[*]R_{ТР}</i>)=	0.659863622	Ом
<i>H[*]U_Н</i>)=	0.006349206	Ом
<i>К[*]pr₃</i> =	1.87453E-06	Ом
<i>К[*]pr₃3</i> =	2 66007E-05	Ом

4 ветвь - ВЛ

$R_o = 0.4 \text{ Ом/км}$
 $X_o = 0.33 \text{ Ом/км}$
 $l = 2 \text{ км}$
 $n = 1$
 $U_{ср}=U_H = 6300 \text{ В}$
 $k_{пр4}=(U_6^*U_6)/(U_H^*U_H) = 0.006349206$
 $R_{вл}=R_o^*l^*k_{пр4}^*k_{пр4}/n = 3.22499E-05 \text{ Ом}$
 $X_{вл}=X_o^*l^*k_{пр4}^*k_{пр4}/n = 2.66062E-05 \text{ Ом}$

5 ветвь - КЛ

$R_o = 0.62 \text{ Ом/км}$
 $X_o = 0.083 \text{ Ом/км}$
 $l = 0.5 \text{ км}$
 $n = 1$
 $U_{ср}=U_H = 6300 \text{ В}$
 $k_{пр5}=(U_6^*U_6)/(U_H^*U_H) = 0.006349206$
 $R_{кл}=R_o^*l^*k_{пр5}^*k_{пр5}/n = 1.24969E-05 \text{ Ом}$
 $X_{кл}=X_o^*l^*k_{пр5}^*k_{пр5}/n = 1.67297E-06 \text{ Ом}$

6 ветвь - КЛ

$R_o = 1.24 \text{ Ом/км}$
 $X_o = 0.091 \text{ Ом/км}$
 $l = 0.05 \text{ км}$
 $n = 1$
 $U_{ср}=U_H = 6300 \text{ В}$
 $k_{пр6}=(U_6^*U_6)/(U_H^*U_H) = 0.006349206$
 $R_{кл}=R_o^*l^*k_{пр6}^*k_{пр6}/n = 2.49937E-06 \text{ Ом}$
 $X_{кл}=X_o^*l^*k_{пр6}^*k_{пр6}/n = 1.83422E-07 \text{ Ом}$

7 ветвь - блок КЗ

$R_n = 1E-11 \text{ Ом}$
 $U_{ср}=U_H = 6300 \text{ В}$
 $k_{пр7}=(U_6^*U_6)/(U_{ср}^*U_{ср}) = 0.006349206$
 $R_n=R_n^*k_{пр7}^*k_{пр7} = 4.03124E-16 \text{ Ом}$

8 ветвь - КЛ - на этой ветви моделируется нормальная загрузка

$R_o = 100 \text{ Ом/км}$
 $X_o = 0.102 \text{ Ом/км}$
 $l = 0.04 \text{ км}$
 $n = 1$
 $U_{ср}=U_H = 6300 \text{ В}$
 $k_{пр8}=(U_6^*U_6)/(U_H^*U_H) = 0.006349206$
 $R_{кл}=R_o^*l^*k_{пр8}^*k_{пр8}/n = 0.00016125 \text{ Ом}$
 $X_{кл}=X_o^*l^*k_{пр8}^*k_{пр8}/n = 1.64475E-07 \text{ Ом}$

Расчет матриц сопротивлений и проводимостей

(Z1)=	1.07944E-23	0	(A1)=obr(Z1)=	9.264E+22	0
	0	1.07944E-23		0	9.26406E+22
(Z2)=	1.87453E-06	2.66007E-05	(A2)=obr(Z2)=	2636.0544	-37407.23482
	-2.66007E-05	1.87453E-06		37407.235	2636.054422
(Z3)=	1.87453E-06	2.66007E-05	(A3)=obr(Z3)=	2636.0544	-37407.23482
	-2.66007E-05	1.87453E-06		37407.235	2636.054422
(Z4)=	3.22499E-05	2.66062E-05	(A4)=obr(Z4)=	18450.167	-15221.38806
	-2.66062E-05	3.22499E-05		15221.388	18450.16735
(Z5)=	1.24969E-05	1.67297E-06	(A5)=obr(Z5)=	78611.333	-10523.77527
	-1.67297E-06	1.24969E-05		10523.775	78611.33331
(Z6)=	2.49937E-06	1.83422E-07	(A6)=obr(Z6)=	397957.54	-29204.94851
	-1.83422E-07	2.49937E-06		29204.949	397957.5401

(Z7)=	4.03124E-16	0	(A7)=obr(Z7)=	2.481E+15	0
	0	4.03124E-16		0	2.48063E+15
(Z8)=	0.00016125	1.64475E-07	(A8)=obr(Z8)=	6201.556	-6.325587169
	-1.64475E-07	0.00016125		6.3255872	6201.556048

Расчет уравнений узловых напряжений

(A)=	9.26406E+22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	9.26406E+22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	2636.054422	-37407.2348	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	37407.23482	2636.054422	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	2636.0544	-37407.23482	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	37407.235	2636.054422	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	18450.17	-15221.38806	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	15221.39	18450.16735	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	78611.33331	-10523.77527	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	10523.77527	78611.33331	0	0	0
(\Pi)*(A)=	0	0	0	0	0	0	0	0	0	397957.5	-29204.94851	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29204.95	397957.5401	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.48063E+15	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.48063E+15
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6201.556	-6.32559
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.325587 6201.556
	-9.26406E+22	0	2636.054422	-37407.2348	2636.0544	-37407.23482	0	0	0	0	0	0	0
	0	-9.26406E+22	37407.23482	2636.054422	37407.235	2636.054422	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	-2636.054422	37407.23482	-2636.054	37407.23482	18450.17	-15221.38806	0	0	0	0	0
	0	0	-37407.23482	-2636.054422	-37407.23	-2636.054422	15221.39	18450.16735	0	0	0	0	0
(\Pi)*(A)*transp(\Pi)=	0	0	0	0	0	0	-18450.17	-15221.38806	78611.33331	-10523.77527	397957.5	-29204.94851	0
	0	0	0	0	0	0	-15221.39	-18450.16735	10523.77527	78611.33331	29204.95	397957.5401	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	-78611.33331	10523.77527	0	0	6201.556
	0	0	0	0	0	0	0	0	-10523.77527	-78611.33331	0	0	6.325587 6201.556
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-397957.5	29204.94851	2.48063E+15
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29204.95	-397957.5401	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.48063E+15	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
obr((\Pi)*(A)*transp(\Pi))=	9.26406E+22	-74814.46965	-5272.108844	74814.46965	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	74814.46965	9.26406E+22	-74814.46965	-5272.10884	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-5272.108844	74814.46965	23722.27619	-90035.8577	-18450.17	15221.38806	0	0	0	0	0	0	0
	-74814.46965	-5272.108844	90035.85771	23722.27619	-15221.39	-18450.16735	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	-18450.17	15221.38806	495019.04	-54950.11183	-78611.33	10523.77527	-397957.5401	29204.94851	0	0	0
	0	0	-15221.39	-18450.1673	54950.112	495019.0407	-10523.78	-78611.33331	-29204.94851	-397957.5401	0	0	0
	0	0	0	0	-78611.33	10523.77527	84812.88	-10530.10085	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	-10523.78	-78611.33331	10530.1	84812.88936	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	-397957.5	29204.94851	0	0	2.48063E+15	-29204.94851	0	0	0
	0	0	0	0	-29204.95	-397957.5401	0	0	29204.94851	2.48063E+15	0	0	0
obr((\Pi)*(A)*transp(\Pi))=	1.07944E-23	1.62299E-42	8.6693E-24	-1.6376E-24	3.564E-25	-3.46597E-25	3.28E-25	-3.24795E-25	5.3089E-35	-5.97987E-35	0	0	0
	-1.62299E-42	1.07944E-23	1.63765E-24	8.6693E-24	3.466E-25	3.563E-25	3.25E-25	3.2762E-25	5.97987E-35	5.3089E-35	0	0	0
	1.63765E-24	-1.63765E-24	-1.05397E-05	2.77058E-06	1.05397E-05	4.58E-07	4.08995E-07	4.29E-07	3.75479E-07	7.82908E-17	6.02215E-17	0	0
	3.5636E-25	-3.46597E-25	4.58002E-07	4.08995E-07	2.377E-06	2.51846E-07	2.21E-06	2.12631E-07	3.84295E-16	1.24179E-17	0	0	0
	3.46597E-25	3.5636E-25	-4.08995E-07	4.58002E-07	-2.52E-07	2.37698E-06	-2.13E-07	2.20802E-06	-1.24179E-17	3.84295E-16	0	0	0
	3.27622E-25	-3.24795E-25	4.28644E-07	3.75479E-07	2.208E-06	2.12631E-07	1.37E-05	1.61941E-06	3.56728E-16	8.11601E-18	0	0	0
	3.24795E-25	3.27622E-25	-3.75479E-07	4.28644E-07	-2.13E-07	2.20802E-06	-1.62E-06	1.36626E-05	-8.11601E-18	3.56728E-16	0	0	0
	5.3089E-35	-5.97987E-35	7.82908E-17	6.02215E-17	3.843E-16	1.24179E-17	3.57E-16	8.11601E-18	4.03124E-16	2.21384E-27	0	0	0
	5.97987E-35	5.3089E-35	-6.02215E-17	7.82908E-17	-1.24E-17	3.84295E-16	-8.12E-18	3.56728E-16	-2.21384E-27	4.03124E-16	0	0	0

-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
-1=	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	
-1.07944E-23	-1.82299E-42	-8.6693E-24	1.63765E-24	-3.56E-25	3.46597E-25	-3.28E-25	3.24795E-25	-5.3089E-35	5.97987E-35	
1.62299E-42	-1.07944E-23	-1.63765E-24	-8.6693E-24	-3.47E-25	-3.5636E-25	-3.25E-25	-3.27622E-25	-5.97987E-35	-5.3089E-35	
-8.6693E-24	1.63765E-24	-2.77058E-06	-1.054E-05	-4.58E-07	-4.08995E-07	-4.29E-07	-3.75479E-07	-7.82908E-17	-6.02215E-17	
-1.63765E-24	-8.6693E-24	1.05397E-05	-2.7706E-06	4.09E-07	-4.58002E-07	3.75E-07	-4.28644E-07	6.02215E-17	-7.82908E-17	
-3.5636E-25	3.46597E-25	-4.58002E-07	-4.09E-07	-2.38E-06	-2.51846E-07	-2.21E-06	-2.12631E-07	-3.84295E-16	-1.24179E-17	
-3.46597E-25	-3.5636E-25	4.08995E-07	-4.58E-07	2.518E-07	-2.37698E-06	2.13E-07	-2.20802E-06	1.24179E-17	-3.84295E-16	
-3.27622E-25	3.24795E-25	-4.28644E-07	-3.7548E-07	-2.21E-06	-2.12631E-07	-1.37E-05	-1.61941E-06	-3.56728E-16	-8.11601E-18	
-3.24795E-25	-3.27622E-25	3.75479E-07	-4.2864E-07	2.126E-07	-2.20802E-06	1.62E-06	-1.36626E-05	8.11601E-18	-3.56728E-16	
-5.3089E-35	5.97987E-35	-7.82908E-17	-6.0221E-17	-3.84E-16	-1.24179E-17	-3.57E-16	-8.11601E-18	-4.03124E-16	-2.21384E-27	
-5.97987E-35	-5.3089E-35	6.02215E-17	-7.8291E-17	1.242E-17	-3.84295E-16	8.12E-18	-3.56728E-16	2.21384E-27	-4.03124E-16	
1	1.50355E-19	-6.68618E-20	7.51773E-20	-6.69E-20	7.51773E-20	-1.34E-19	1.50355E-19	-2.02971E-21	2.01631E-21	-1.32E-19
-1.50355E-19	1	-7.51773E-20	-6.6862E-20	-7.52E-20	-6.68618E-20	-1.5E-19	-1.33724E-19	-2.01631E-21	-2.02971E-21	-1.48E-19
0.803129177	-0.151712699	0.401564588	-0.075856353	0.40156464	-0.075856349	-0.196871	-0.151712699	-0.002660634	-0.00232584	-0.19421
0.151712699	0.803129177	0.075856349	0.401564588	0.0758563	0.401564588	0.151713	-0.196870823	0.00232584	-0.002660634	0.149387
0.033013411	-0.032108937	0.016506705	-0.01605447	0.0165067	-0.016054468	0.033013	-0.032108937	-0.013694528	-0.001304674	-0.953292
0.032108937	0.033013411	0.016505446	0.016506705	0.0160545	0.016506705	0.032109	0.033013411	0.001304674	-0.013694528	0.030804263
0.0303089201	-0.0303089201	0.015175543	-0.0150446	0.0151755	-0.0150446	0.030351	-0.0303089201	0.915260849	-0.009956416	-0.88491
0.030089201	0.030351086	0.0150446	0.015175543	0.0150446	0.015175543	0.030089	0.030351086	0.009956416	0.915260649	-0.020132785
4.91819E-12	-5.53979E-12	2.4591E-12	-2.7699E-12	2.4591E-12	-2.7699E-12	4.92E-12	-5.53979E-12	-2.21232E-12	-4.80754E-14	7.13E-12
5.53979E-12	4.91819E-12	2.7699E-12	2.4591E-12	2.77E-12	2.4591E-12	5.54E-12	4.91819E-12	4.80754E-14	-2.21232E-12	5.49E-12
0	=Ed 1									
40	=Eq 1									
H=	0									
0										
0										
0										
0										
0										
0										
0										
0										
6.01418E-18	=Ud1									
40	=Uq1									
-6.068507946	=Ud2									
32.12516708	=Uq2									
-1.284357476	=Ud3									
1.320536428	=Uq3									
-1.203568031	=Ud4									
1.214043448	=Uq4									
-2.21592E-10	=Ud5									
1.96728E-10	=Uq5									
		U1л=	40	B						
		U2л=	32.69331963	B						
		U3л=	1.84211579	B						
		U4л=	1.709525519	B						
		U5л=	2.96319E-10	B						

Потенциалы узлов

Приведение потенциалов узлов к номинальному напряжению

<i>Узел</i>	<i>U1л=U1н*U1н/U16=U1л/корень(kпр1)=</i>	6.01418E-18 40	/	0.001038961	=	5.789E-15 38500	<i>U1л=</i>	38500	22227.98536	=U1ф
<i>Узел</i>	<i>U2л=U2н*U2н/U2б=U2л/корень(kпр2)=</i>	-8.068507946 32.12516708	/	0.006349206	=	-955.79 5059.7138	<i>U2л=</i>	5149.198	2972.89076	=U2ф
<i>Узел</i>	<i>U3л=U3н*U3н/U3б=U3л/корень(kпр3)=</i>	-1.284357476 1.320536428	/	0.006349206	=	-202.2863 207.98449	<i>U3л=</i>	290.1332	167.5085024	=U3ф
<i>Узел</i>	<i>U4л=U4н*U4н/U4б=U4л/корень(kпр4)=</i>	-1.203568031 1.214043448	/	0.006349206	=	-189.562 191.21184	<i>U4л=</i>	269.2503	155.4517154	=U4ф
<i>Узел</i>	<i>U5л=U5н*U5н/U5б=U5л/корень(kпр5)=</i>	-2.21592E-10 1.96728E-10	/	0.006349206	=	-3.49E-08 3.098E-08	<i>U5л=</i>	4.87E-08	2.6945E-08	=U5ф

Токи ветвей

<i>1 ветвь</i>	<i>g1</i>	<i>E1-U1</i>	<i>I1=</i>
<i>Id1=</i>	9.26406E+22	0	*
<i>Iq1=</i>	0	9.26406E+22	=
		-6.0142E-18 0	-557157.6141 0
<i>2 ветвь</i>	<i>g2</i>	<i>U1-U2</i>	<i>I2=</i>
<i>Id2=</i>	2636.054422	-37407.23482	*
<i>Iq2=</i>	37407.23482	2636.054422	=
		6.068507946 7.87483292	-278578.807 247764.5899
<i>3 ветвь</i>	<i>g3</i>	<i>U1-U2</i>	<i>I3=</i>
<i>Id3=</i>	2636.054422	-37407.23482	*
<i>Iq3=</i>	37407.23482	2636.054422	=
		6.068507946 7.87483292	-278578.807 247764.5899
<i>4 ветвь</i>	<i>g4</i>	<i>U2-U3</i>	<i>I4=</i>
<i>Id4=</i>	18450.16735	-15221.38806	*
<i>Iq4=</i>	15221.38806	18450.16735	=
		-4.78415047 30.80463065	-557157.6141 495529.1798
<i>5 ветвь</i>	<i>g5</i>	<i>U3-U4</i>	<i>I5=</i>
<i>Id5=</i>	78611.33331	-10523.77527	*
<i>Iq5=</i>	10523.77527	78611.33331	=
		-0.08078944 0.10649298	-7471.674141 7521.345213
<i>6 ветвь</i>	<i>g6</i>	<i>U4-U5</i>	<i>I6=</i>
<i>Id6=</i>	397957.5401	-29204.94851	*
<i>Iq6=</i>	29204.94851	397957.5401	=
		-1.20356803 1.214043448	-514425.0493 447987.6017
<i>7 ветвь</i>	<i>g7</i>	<i>U5-0</i>	<i>I7=</i>
<i>Id7=</i>	2.48063E+15	0	*
<i>Iq7=</i>	0	2.48063E+15	=
		-2.2159E-10 1.96728E-10	-549685.9399 488007.8346
<i>8 ветвь</i>	<i>g8</i>	<i>U4-0</i>	<i>I8=</i>
<i>Id8=</i>	6201.556048	-6.325587169	*
<i>Iq8=</i>	6.325587169	6201.556048	=
		-1.20356803 1.214043448	-7471.674141 7521.345213

Приведенные токи ветвей

<i>1 ветвь</i>	<i>I1=i1*корень(kпр1)=</i>	<i>i1л=</i>
	-557157.6141 0	*
	0.001038961	=
	-578.8651 0	334.2078945
<i>2 ветвь</i>	<i>I2=i2*корень(kпр2)=</i>	<i>i2л=</i>
	-278578.807 247764.5899	*
	0.006349206	=
	-1768.754 1573.1085	1366.645803
<i>3 ветвь</i>	<i>I3=i3*корень(kпр3)=</i>	<i>i3л=</i>
	-202.2863 207.98449	*
	0.006349206	=
	-202.2863 207.98449	167.5085024
<i>4 ветвь</i>	<i>I4=i4*корень(kпр4)=</i>	<i>i4л=</i>
	-189.562 191.21184	*
	0.006349206	=
	-189.562 191.21184	155.4517154
<i>5 ветвь</i>	<i>I5=i5*корень(kпр5)=</i>	<i>i5л=</i>
	-3.49E-08 3.098E-08	*
	0.006349206	=
	-3.49E-08 3.098E-08	2.6945E-08
<i>6 ветвь</i>	<i>I6=i6*корень(kпр6)=</i>	<i>i6л=</i>
	-557157.6141 0	*
	-557157.6141 0	=
	-557157.6141 0	-557157.6141

3 ветвь	$i3=i^3\text{-корень}(кпр3)=$	$\begin{vmatrix} -278578.807 \\ 247764.5899 \end{vmatrix}$	*	0.006349206	=	$\begin{vmatrix} -1768.754 \\ 1573.1085 \end{vmatrix}$	$i3л=$	2367.1	1366.645803	= $i3\phi$
4 ветвь	$i4=i^4\text{-корень}(кпр4)=$	$\begin{vmatrix} -557157.6141 \\ 495529.1798 \end{vmatrix}$	*	0.006349206	=	$\begin{vmatrix} -3537.509 \\ 3146.217 \end{vmatrix}$	$i4л=$	4734.2	2733.291607	= $i4\phi$
5 ветвь	$i5=i^5\text{-корень}(кпр5)=$	$\begin{vmatrix} -7471.674141 \\ 7521.345213 \end{vmatrix}$	*	0.006349206	=	$\begin{vmatrix} -47.4392 \\ 47.754573 \end{vmatrix}$	$i5л=$	67.31253	38.86290864	= $i5\phi$
6 ветвь	$i6=i^6\text{-корень}(кпр6)=$	$\begin{vmatrix} -514425.0493 \\ 447987.6017 \end{vmatrix}$	*	0.006349206	=	$\begin{vmatrix} -3266.191 \\ 2844.3657 \end{vmatrix}$	$i6л=$	4331.099	2500.56118	= $i6\phi$
7 ветвь	$i7=i^7\text{-корень}(кпр7)=$	$\begin{vmatrix} -549685.9399 \\ 488007.8346 \end{vmatrix}$	*	0.006349206	=	$\begin{vmatrix} -3490.069 \\ 3098.4624 \end{vmatrix}$	$i7л=$	4667.018	2694.503933	= $i7\phi$
8 ветвь	$i8=i^8\text{-корень}(кпр8)=$	$\begin{vmatrix} -7471.674141 \\ 7521.345213 \end{vmatrix}$	*	0.006349206	=	$\begin{vmatrix} -47.4392 \\ 47.754573 \end{vmatrix}$	$i8л=$	67.31253	38.86290864	= $i8\phi$

ток К3

Приложение Г

**Пример технологической карты по ремонту и техническому
обслуживанию электротехнического оборудования**

Ненр	Оборудование	Марка оборудования	Номинальная мощность, кВт	Число оборотов в мин	Номер операции	Краткий текст операции (не более 40 символов)	Средний разряд работы	Наименование оснастки (БИС)	Норма времени выполнения операции в час.	Рабочее место ТОРО	Запасные части/Материалы				
											В	к	Д	р	е
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479	1	Демонтаж крышки вводной коробки	4	Комплект торцевых ключей	0,09	V	V				
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Комплект гаечных ключей							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479	2	Демонтаж кожуха	4	Комплект торцевых ключей	0,38	V	V				
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Комплект гаечных ключей							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479	3	Демонтаж вентилятора	4	Комплект торцевых ключей	0,09	V	V				
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Комплект гаечных ключей							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479	4	Демонтаж наружных крышек	4	Комплект торцевых ключей	0,24	V	V				
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Комплект гаечных ключей							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479	5	Демонтаж щитов	4	Комплект торцевых ключей	0,64	V	V				
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Комплект гаечных ключей							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479	6	Демонтаж ротора	4	Мостовой кран г/п 10 т	0,08	V	V				
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Мостовой кран г/п 10 т							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479	7	Промывка деталей и узлов	3	Скоба							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479	8	Маркировка	4	Установка для мойки деталей	0,41	V	V				
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479	9	Демонтаж подшипников	4	Кисточка	0,09	V	V				
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Комплект торцевых ключей	0,57	V	V				
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Комплект гаечных ключей							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Гайковерт							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Плоскогубцы комбинированные							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Отвертки слесарные							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Съемник механический							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Вороток							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Приспособление для снятия стопорных колец							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Молоток							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Мостовой кран г/п 10 т							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479	10	Дефектовка	4	Шуп	0,38	V	V				
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Штангенициркуль							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Нутромер							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Линейка металлическая							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Микрометры для измерения посадочных мест							
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный ВАО2-450ЛА-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Линейка поверочная							

1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Центровочные сверла													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479	18	Демонтаж обмотки статора	4	Печь обжига	11	V				Лак БТ-577 2 (Кузбасс-лак)	Лак БТ-577 (Кузбасс-лак)	5627	2	КГ			
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Станок для демонтажа													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Камера для продувки двигателя сжатым воздухом													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Вискозиметр В3-4													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Пульверизатор СО-71													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Окрасочная камера													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Пасатики													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Лом													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Молоток													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Мостовой кран г/п 10 т													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479	19	Изготовление секций для обмотки статора	4	Микрометр 0-25	154,8	V				Синтофол рулонный 51x0.12 0021.4639-93	Синтофол рулонный 51x0.12 ТУ3491-003- 0021.4639-93	213694	18	КГ			
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Рулетка						Стеклоплента ЛЭС 4 0.1x20мм	Стеклоплента ЛЭС 0.1x20мм	10965	500	М			
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Кран консольный г/п 1 т						Провод ПСДКТ 5 1.9x5.6	Провод ПСДКТ 1.9x5.6	98135	200	КГ			
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Мостовой кран г/п 10 т						Лента киперная 6 30мм	Лента киперная 30мм	16888	600	М			
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Щетки для зачистки медного провода						Лента ЛСУ 7 0.13x20мм	Лента ЛСУ 0.13x20мм	63722	21	КГ			
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Нож						Лак БТ-577 8 (Кузбасс-лак)	Лак БТ-577 (Кузбасс-лак)	5627	1,5	КГ			
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Ножницы						Лак ПЗ-9153М 9	Лак ПЗ-9153М	5626	10	КГ			
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Пресс-ножницы НВ-31118													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Станок намоточный "Подочка" АД24-ПС													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Пресс пневматический НО-106А													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Плоскогубцы комбинированные													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Гаечный ключ													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Кусачки для медного провода													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Обкаточный станок О-23189													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Растяжной станок СРК-2													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Станок для намотки катушек УЛО 62													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Лопатка деревянная													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Бак пропиточный													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Печь сушильная СДО 1012													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Ручные рычажные ножницы													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479				Молоток													
1	Двигатель электрический асинхронный взрывозащищенный BAO2-450LA-4	BAO2-450LA-4	315	1479	20	Укладка секций в статор	5	Мостовой кран г/п 10 т		V				Стеклотекстолит 10 эл.тех.лист.СТЭП-1-0,5	Стеклотекстолит электротехнический листо вой СТЭП-1 1с.-0,5мм	10700	4	КГ			

Приложение Д

Моделирование функций эффективности для воздушных линий электропередачи на основе приближающих функций

Исходные данные:

$$x := \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 12 \end{pmatrix} \quad y := \begin{pmatrix} 0 \\ 0.35721 \\ 0.44320 \\ 0.53009 \\ 0.53446 \\ 0.57053 \\ 0.57954 \end{pmatrix}$$

$$x1 := \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 12 \end{pmatrix} \quad y1 := \begin{pmatrix} 0.35721 \\ 0.44320 \\ 0.53009 \\ 0.53446 \\ 0.57053 \\ 0.57954 \end{pmatrix}$$

где x – периоды времени, y – значение функции вероятности отказов ВЛ,
 $x1$ и $y1$ – то же, без нулевых значений (т.к. в определении некоторых функций недопустимы нулевые значения для исходных данных)

Линейная функция

Вычисление необходимых данных для получения функции вида $f(x) = a*x + b$:

$$x2 := x^2 \quad x2 = \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 4 \\ 9 \\ 16 \\ 25 \\ 144 \end{pmatrix}$$

$$i := 0..6 \quad j := 0$$

$$f(i, j) := x_{i,j} \cdot y_{i,j}$$

$$xy := matrix(7, 1, f) \quad xy = \begin{pmatrix} 0 \\ 0.357 \\ 0.886 \\ 1.59 \\ 2.138 \\ 2.853 \\ 6.954 \end{pmatrix}$$

Вычисление коэффициентов a, b

$$s := \begin{pmatrix} mean(x2) & mean(x) \\ mean(x) & 1 \end{pmatrix} \quad k := \begin{pmatrix} mean(xy) \\ mean(y) \end{pmatrix}$$

$$l := Isolve(s, k) \quad l = \begin{pmatrix} 0.033 \\ 0.303 \end{pmatrix}$$

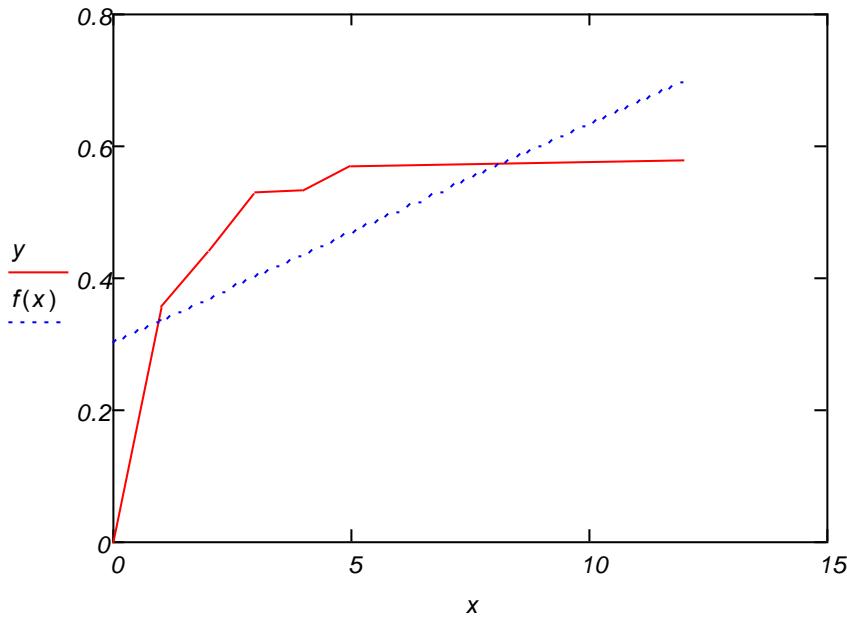
$$a := l_{00} \quad a = 0.033$$

$$b := l_{01} \quad b = 0.303$$

Графическое представление

$$f(x) := a \cdot x + b$$

$$f(x) = \begin{pmatrix} 0.303 \\ 0.336 \\ 0.369 \\ 0.402 \\ 0.435 \\ 0.469 \\ 0.701 \end{pmatrix}$$

**Прогнозное значение**

$$f(13) = 0.734$$

Вычисление ошибки по среднеквадратичному критерию согласия

$$n := 7$$

$$i := 0..6$$

$$j := 0$$

$$f_{\text{мн}}(i, j) := (y_{i,j} - f(x)_{i,j})^2$$

$$\mathbf{e2} := \text{matrix}(n, 1, f)$$

$$\sum \mathbf{e2} = 0.149$$

$$E := \sqrt{\frac{\sum \mathbf{e2}}{n - 2}}$$

$$\mathbf{e2} = \begin{pmatrix} 0.092 \\ 4.56 \times 10^{-4} \\ 5.497 \times 10^{-3} \\ 0.016 \\ 9.801 \times 10^{-3} \\ 0.01 \\ 0.015 \end{pmatrix}$$

$$E = 0.077$$

Степенная функция

Вычисление необходимых данных для получения функции вида $f(x) = a * x^{1^m}$:

$$i := 0..5 \quad j := 0$$

$$f_{\text{мн}}(i, j) := \ln(y_{1,i,j})$$

$$\ln y1 := \text{matrix}(6, 1, f)$$

$$\ln y1 = \begin{pmatrix} -1.029 \\ -0.814 \\ -0.635 \\ -0.626 \\ -0.561 \\ -0.546 \end{pmatrix}$$

$$f(i,j) := \ln(x_{i,j})$$

$$\lnx1 := \text{matrix}(6, 1, f)$$

$$\lnx1 = \begin{pmatrix} 0 \\ 0.693 \\ 1.099 \\ 1.386 \\ 1.609 \\ 2.485 \end{pmatrix} \quad \lnx12 := (\lnx1)^2 \quad \lnx12 = \begin{pmatrix} 0 \\ 0.48 \\ 1.207 \\ 1.922 \\ 2.59 \\ 6.175 \end{pmatrix}$$

$$f(i,j) := \lnx1_{i,j} \cdot \lny1_{i,j}$$

$$\lnx1\lny1 := \text{matrix}(6, 1, f)$$

$$\lnx1\lny1 = \begin{pmatrix} 0 \\ -0.564 \\ -0.697 \\ -0.869 \\ -0.903 \\ -1.356 \end{pmatrix}$$

Вычисление коэффициентов a, m

$$s := \begin{pmatrix} \text{mean}(\lnx12) & \text{mean}(\lnx1) \\ \text{mean}(\lnx1) & 1 \end{pmatrix} \quad k := \begin{pmatrix} \text{mean}(\lnx1\lny1) \\ \text{mean}(\lny1) \end{pmatrix}$$

$$I := \text{Isolve}(s, k) \quad I = \begin{pmatrix} 0.201 \\ -0.945 \end{pmatrix}$$

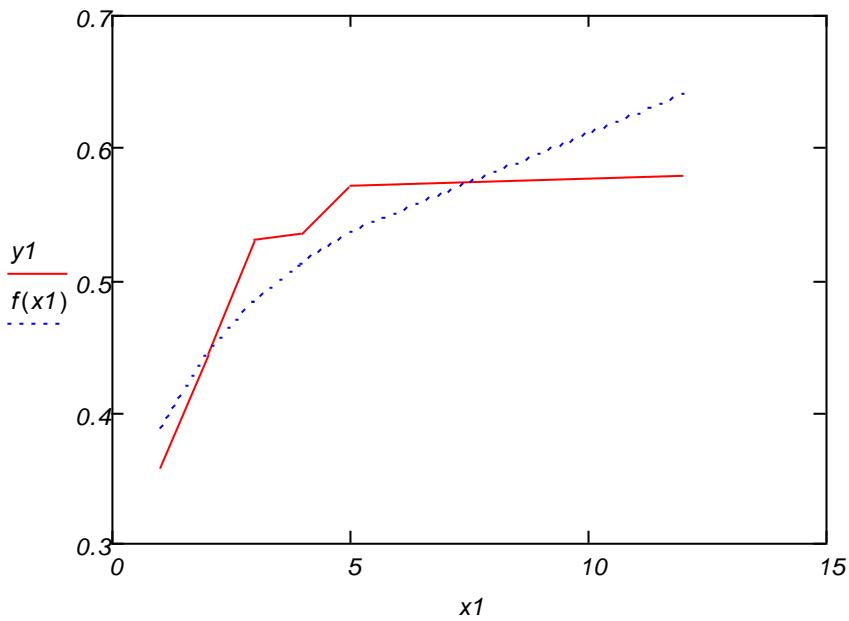
$$m := I_{00} \quad m = 0.201$$

$$a := e^{I_{01}} \quad a = 0.388$$

Графическое представление

$$f(x1) := a \cdot x1^m$$

$$f(x1) = \begin{pmatrix} 0.388 \\ 0.447 \\ 0.484 \\ 0.513 \\ 0.537 \\ 0.64 \end{pmatrix}$$



Прогнозное значение

$$f(13) = 0.651$$

Вычисление ошибки по среднеквадратичному критерию согласия

$$n := 6$$

$$i := 0..5$$

$$j := 0$$

$$f_{\text{мн}}(i, j) := (y1_{i,j} - f(x1)_{i,j})^2$$

$$e2 := \text{matrix}(n, 1, f)$$

$$\sum e2 = 8.325 \times 10^{-3}$$

$$E_{\text{мн}} := \frac{\sqrt{\sum e2}}{n - 2}$$

$$e2 = \begin{pmatrix} 9.787 \times 10^{-4} \\ 1.138 \times 10^{-5} \\ 2.079 \times 10^{-3} \\ 4.463 \times 10^{-4} \\ 1.132 \times 10^{-3} \\ 3.677 \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

$$E = 0.023$$

Показательная функция

Вычисление необходимых данных для получения функции вида $f(x1) := a \cdot e^{x1 \cdot m}$

$i := 0..5$
 $j := 0$
 $f(i, j) := x1_{i,j} \cdot lny1_{i,j}$
 $x1lny1 := matrix(6, 1, f)$

$$x1lny1 = \begin{pmatrix} -1.029 \\ -1.627 \\ -1.904 \\ -2.506 \\ -2.806 \\ -6.546 \end{pmatrix} \quad x12 := x1^2 \quad x12 = \begin{pmatrix} 1 \\ 4 \\ 9 \\ 16 \\ 25 \\ 144 \end{pmatrix}$$

Вычисление коэффициентов a, m

$$s := \begin{pmatrix} mean(x12) & mean(x1) \\ mean(x1) & 1 \end{pmatrix} \quad k := \begin{pmatrix} mean(x1lny1) \\ mean(lny1) \end{pmatrix}$$

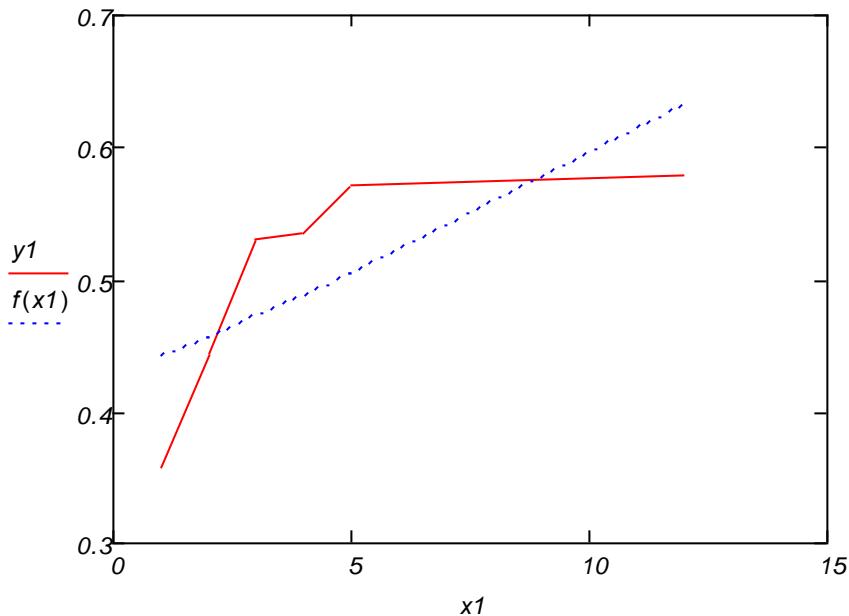
 $I := lsolve(s, k)$
 $m := I_{00} \quad m = 0.033$

$$I = \begin{pmatrix} 0.033 \\ -0.849 \end{pmatrix}$$

$$a := e^{I_{01}} \quad a = 0.428$$

Графическое представление

$$f(x1) := a \cdot e^{x1 \cdot m} \quad f(x1) = \begin{pmatrix} 0.442 \\ 0.457 \\ 0.472 \\ 0.488 \\ 0.504 \\ 0.633 \end{pmatrix}$$


Прогнозное значение

$$f(13) = 0.654$$

Вычисление ошибки по среднеквадратичному критерию согласия
 $n := 6$

$$\begin{aligned}
i &:= 0..5 \\
j &:= 0 \\
f_{ij} &:= (y1_{i,j} - f(x1)_{i,j})^2 \\
e2 &:= \text{matrix}(n, 1, f) \\
\sum e2 &= 0.02 \\
E &:= \sqrt{\sum e2} \\
E_{\text{avg}} &:= \frac{\sqrt{\sum e2}}{n-2}
\end{aligned}$$

$$e2 = \begin{pmatrix} 7.213 \times 10^{-3} \\ 1.853 \times 10^{-4} \\ 3.377 \times 10^{-3} \\ 2.192 \times 10^{-3} \\ 4.449 \times 10^{-3} \\ 2.881 \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

$$E = 0.036$$

Логарифмическая функция

Вычисление необходимых данных для получения функции вида

$$f(x1) := a \cdot \ln(x1) + b$$

$$\begin{aligned}
i &:= 0..5 \\
j &:= 0 \\
f_{ij} &:= y1_{i,j} \cdot \ln x1_{i,j} \\
y1 \ln x1 &:= \text{matrix}(6, 1, f)
\end{aligned}$$

$$y1 \ln x1 = \begin{pmatrix} 0 \\ 0.307 \\ 0.582 \\ 0.741 \\ 0.918 \\ 1.44 \end{pmatrix}$$

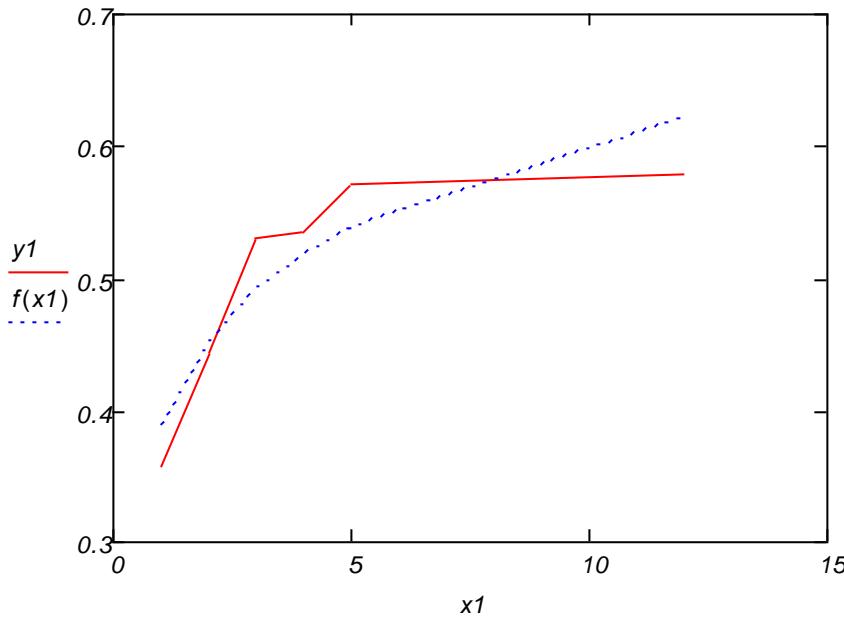
Вычисление коэффициентов a, b

$$\begin{aligned}
s &:= \begin{pmatrix} \text{mean}(\ln x1_2) & \text{mean}(\ln x1) \\ \text{mean}(\ln x1) & 1 \end{pmatrix} & k &:= \begin{pmatrix} \text{mean}(y1 \ln x1) \\ \text{mean}(y1) \end{pmatrix} \\
l &:= \text{Isolve}(s, k) & l &:= \begin{pmatrix} 0.094 \\ 0.389 \end{pmatrix} \\
a &:= l_{00} & a &= 0.094
\end{aligned}$$

$$b := l_{01} \quad b = 0.389$$

Графическое представление

$$\begin{aligned}
f(x1) &:= a \cdot \ln(x1) + b \\
f(x1) &= \begin{pmatrix} 0.389 \\ 0.454 \\ 0.492 \\ 0.519 \\ 0.54 \\ 0.622 \end{pmatrix}
\end{aligned}$$



Прогнозное значение

$$f(13) = 0.63$$

Вычисление ошибки по среднеквадратичному критерию согласия

$$\begin{aligned}
 n &:= 6 \\
 i &:= 0..5 \\
 j &:= 0 \\
 f_{\text{мн}}(i, j) &:= (y1_{i,j} - f(x1)_{i,j})^2 \\
 e2 &:= \text{matrix}(n, 1, f) \\
 \sum e2 &= 5.557 \times 10^{-3} \\
 E_{\text{мн}} &:= \sqrt{\sum e2} \\
 E &= 0.019
 \end{aligned}$$

Дробно-линейная функция

Вычисление необходимых данных для получения функции вида

$$f_{\text{мн}}(x1) := \frac{1}{a \cdot x1 + b}$$

$$i := 0..5$$

$$\begin{aligned}
 j &:= 0 \\
 f_{\text{мн}}(i, j) &:= \frac{1}{y1_{i,j}} \\
 y1p &:= \text{matrix}(6, 1, f) \\
 y1p &= \begin{pmatrix} 2.799 \\ 2.256 \\ 1.886 \\ 1.871 \\ 1.753 \\ 1.726 \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} f(i,j) &:= y1p_{i,j} \cdot x1_{i,j} \\ y1px1 &:= \text{matrix}(6, 1, f) \end{aligned}$$

$$y1px1 = \begin{pmatrix} 2.799 \\ 4.513 \\ 5.659 \\ 7.484 \\ 8.764 \\ 20.706 \end{pmatrix}$$

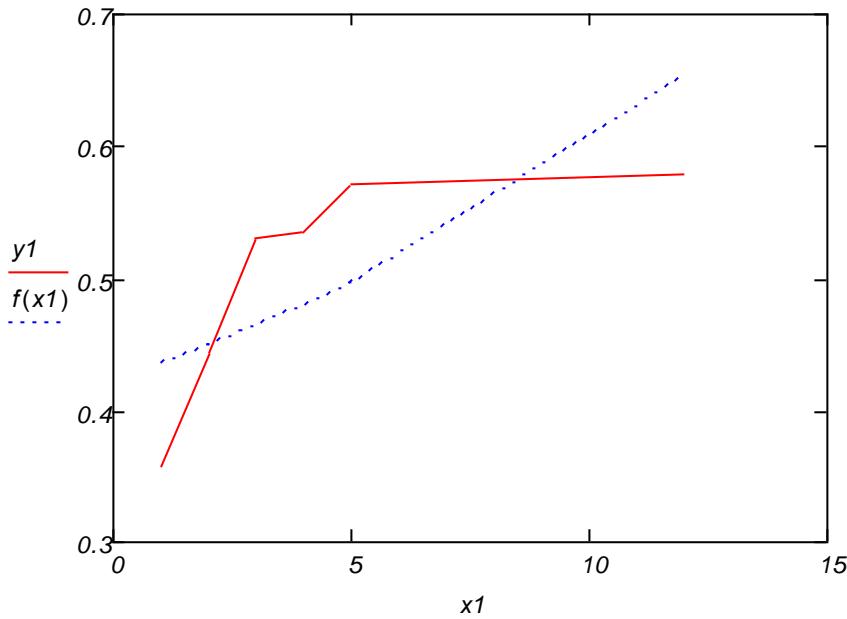
Вычисление коэффициентов a, b

$$\begin{aligned} s &:= \begin{pmatrix} \text{mean}(x12) & \text{mean}(x1) \\ \text{mean}(x1) & 1 \end{pmatrix} & k &:= \begin{pmatrix} \text{mean}(y1px1) \\ \text{mean}(y1p) \end{pmatrix} \\ l &:= \text{Isolve}(s, k) & l &= \begin{pmatrix} -0.07 \\ 2.361 \end{pmatrix} \\ a &:= l_{00} & a &= -0.07 \\ b &:= l_{01} & b &= 2.361 \end{aligned}$$

Графическое представление

$$f(x1) := \frac{1}{a \cdot x1 + b}$$

$$f(x1) = \begin{pmatrix} 0.436 \\ 0.45 \\ 0.465 \\ 0.48 \\ 0.497 \\ 0.655 \end{pmatrix}$$



Прогнозное значение

$$f(13) = 0.686$$

Вычисление ошибки по среднеквадратичному критерию согласия

$$n := 6$$

$$i := 0..5$$

$$j := 0$$

$$f_{\text{мн}}(i, j) := (y1_{i,j} - f(x1)_{i,j})^2$$

$$\mathbf{e2} := \text{matrix}(n, 1, f)$$

$$\sum \mathbf{e2} = 0.025$$

$$E_{\text{мн}} := \sqrt{\frac{\sum \mathbf{e2}}{n - 2}}$$

$$\mathbf{e2} = \begin{pmatrix} 6.26 \times 10^{-3} \\ 4.588 \times 10^{-5} \\ 4.302 \times 10^{-3} \\ 2.966 \times 10^{-3} \\ 5.471 \times 10^{-3} \\ 5.655 \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

$$E = 0.039$$

Гиперболическая функция

Вычисление необходимых данных для получения функции вида $f(x1) := \frac{a}{x1} + b$

$$i := 0..5$$

$$j := 0$$

$$f_{\text{мн}}(i, j) := \frac{1}{x1_{i,j}}$$

$$x1p := \text{matrix}(6, 1, f)$$

$$x1p = \begin{pmatrix} 1 \\ 0.5 \\ 0.333 \\ 0.25 \\ 0.2 \\ 0.083 \end{pmatrix}$$

$$x1p2 := x1p^2$$

$$x1p2 = \begin{pmatrix} 1 \\ 0.25 \\ 0.111 \\ 0.063 \\ 0.04 \\ 6.944 \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

$$f(i,j) := x1p_{i,j} \cdot y1_{i,j}$$

$$x1py1 := \text{matrix}(6, 1, f) \quad x1py1 = \begin{pmatrix} 0.357 \\ 0.222 \\ 0.177 \\ 0.134 \\ 0.114 \\ 0.048 \end{pmatrix}$$

Вычисление коэффициентов a, b

$$s := \begin{pmatrix} \text{mean}(x1p2) & \text{mean}(x1p) \\ \text{mean}(x1p) & 1 \end{pmatrix} \quad k := \begin{pmatrix} \text{mean}(x1py1) \\ \text{mean}(y1) \end{pmatrix}$$

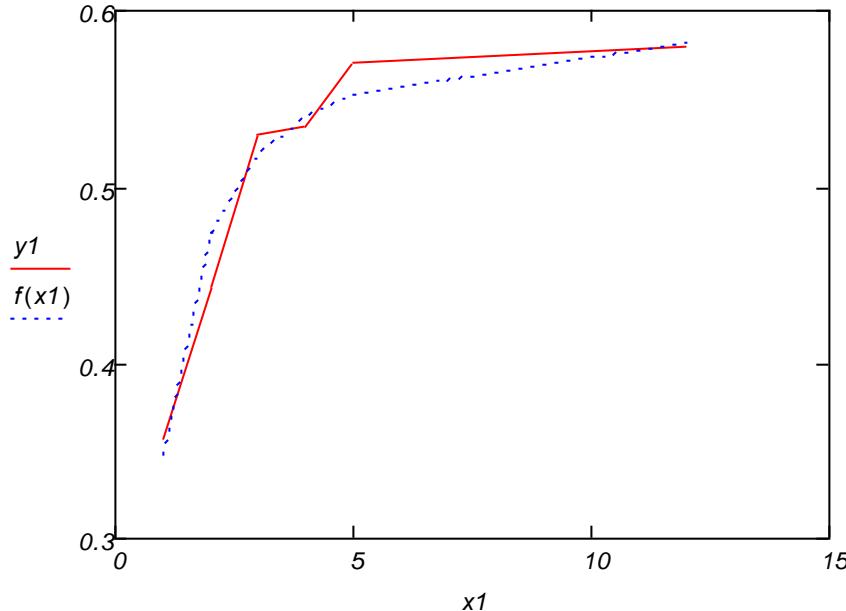
$$l := \text{Isolve}(s, k)$$

$$a := l_{00} \quad a = -0.256$$

$$b := l_{01} \quad b = 0.604$$

Графическое представление

$$f(x1) := \frac{a}{x1} + b \quad f(x1) = \begin{pmatrix} 0.347 \\ 0.475 \\ 0.518 \\ 0.54 \\ 0.552 \\ 0.582 \end{pmatrix}$$



Прогнозное значение

$$f(13) = 0.584$$

Вычисление ошибки по среднеквадратичному критерию согласия

```

 $n := 6$ 
 $i := 0..5$ 
 $j := 0$ 
 $f_{\text{мн}}(i, j) := (y1_{i,j} - f(x1)_{i,j})^2$ 
 $e2 := \text{matrix}(n, 1, f)$ 
 $\sum e2 = 1.644 \times 10^{-3}$ 
 $E_{\text{мн}} := \sqrt{\frac{\sum e2}{n-2}}$ 
 $e2 = \begin{pmatrix} 1.004 \times 10^{-4} \\ 1.039 \times 10^{-3} \\ 1.419 \times 10^{-4} \\ 2.593 \times 10^{-5} \\ 3.296 \times 10^{-4} \\ 7.611 \times 10^{-6} \end{pmatrix}$ 
 $E = 0.01$ 

```

Дробно-рациональная функция

Вычисление необходимых данных для получения функции вида $f_{\text{мн}}(x1) := \frac{x1}{a \cdot x1 + b}$

```

 $f_{\text{мн}}(i, j) := x1p_{i,j} \cdot y1p_{i,j}$ 
 $x1py1p := \text{matrix}(6, 1, f)$ 
 $x1py1p = \begin{pmatrix} 2.799 \\ 1.128 \\ 0.629 \\ 0.468 \\ 0.351 \\ 0.144 \end{pmatrix}$ 

```

Вычисление коэффициентов a, b

```

 $s := \begin{pmatrix} \text{mean}(x1p2) & \text{mean}(x1p) \\ \text{mean}(x1p) & 1 \end{pmatrix}$ 
 $k := \begin{pmatrix} \text{mean}(x1py1p) \\ \text{mean}(y1p) \end{pmatrix}$ 
 $I_{\text{мн}} := \text{Isolve}(s, k)$ 
 $I = \begin{pmatrix} 1.248 \\ 1.556 \end{pmatrix}$ 

```

```

 $a_{\text{мн}} := I_{00}$ 
 $b_{\text{мн}} := I_{01}$ 
 $a = 1.248$ 
 $b = 1.556$ 

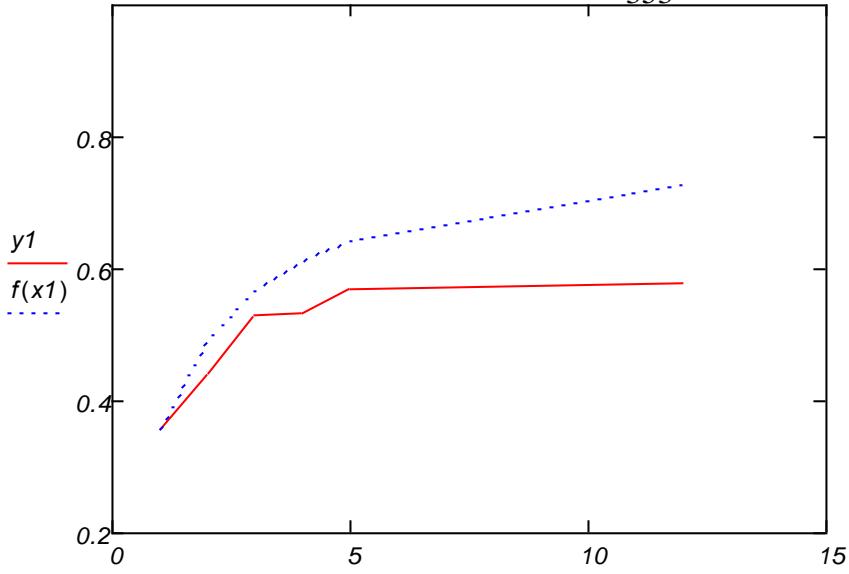
```

Графическое представление

```

 $f1(x1) := a \cdot x1 + b$ 
 $f_{\text{мн}}(i, j) := \frac{x1_{i,j}}{f1(x1)_{i,j}}$ 
 $f(x1) := \text{matrix}(6, 1, f)$ 
 $f(x1) = \begin{pmatrix} 0.357 \\ 0.494 \\ 0.566 \\ 0.611 \\ 0.641 \\ 0.726 \end{pmatrix}$ 

```



Прогнозное значение $\hat{f}(x_1) := \frac{x_1}{a \cdot x_1 + b}$ $f(13) = 0.731$

Вычисление ошибки по среднеквадратичному критерию согласия

$$n := 6$$

$$i := 0..5$$

$$j := 0$$

$$\hat{f}(i, j) := (\hat{y}_1)_{i,j} - f(x_1)_{i,j}$$

$$e2 := matrix(n, 1, f)$$

$$\sum e2 = 0.036$$

$$E := \sqrt{\sum e2}$$

$$e2 = \begin{pmatrix} 3.819 \times 10^{-7} \\ 2.535 \times 10^{-3} \\ 1.29 \times 10^{-3} \\ 5.835 \times 10^{-3} \\ 5.013 \times 10^{-3} \\ 0.021 \end{pmatrix}$$

$$E = 0.047$$

Приложение Е

Карта контроля параметров технического состояния воздушных линий электропередачи

Категории контроля:

П – при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии;

К – при капитальном ремонте на энергопредприятии;

С – при среднем ремонте;

Т – при текущем ремонте электрооборудования;

М – между ремонтами.

Таблица Е.1 Контролируемые параметры воздушных линий электропередачи

№ п/п	Тип ЭО	Категория контроля	Параметр	Нормативное значение	Условия съема параметров	Метод	Регламентированная периодичность измерений	Нормативно-техническая документация
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ	М	Натяжение провода в пролёте	Норма (Н), Провис (ПР), Сильный натяг (Н)		Визуально	Не реже 1 раза в год	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
2	ВЛ	М	Габарит провода над дорогами	Норма – 7 м и более (Н), Ниже нормы – менее 7м (НН)		Визуально	Не реже 1 раза в год	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
3	ВЛ	М	Нагрев элементов ВЛ	Нормальный (Н), Повышенный (П), Аварийный (А)		Тепловизор	По графику, утвержденному гл. инженером	Методика тепловизионного контроля ВЛ
4	ВЛ	М	Вид траверсы	Обычная (ОБ), Повышенная (П)		Визуально		
5	ВЛ	М	Состояние подкосов, оттяжек	Трешины (ТР), Оголенная арматура (ОА), Обрыв проволок (ОП)		Визуально	Не реже 1 раза в год	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
6	ВЛ	М	Состояние траверсы	Ржавая (Р), Отклонение от оси более 100 мм (ОТ)		Визуально	Не реже 1 раза в 6 лет	РД 34.20.504-94
7	ВЛ	М	Состояние провода	Ожоги (О), Обрыв проволок (ОП), Сростка в пролёте (СР)		Визуально	По графику, утвержденному гл. инженером	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ВЛ	М	Состояние разрядников или ОПН	Норма (Н), Повреждён (П), Отсутствует (ОТ)		Визуально	По графику, утвержденному гл. инженером	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
9	ВЛ	М	Состояние кабельной муфты	Норма (Н), Повреждена (П), Отсутствует (ОТ)		Визуально	По графику, утвержденному гл. инженером	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
10	ВЛ	М	Вид изоляторов	Подвесные (П), Штыревые (Ш)		Визуально		
11	ВЛ	М	Вид арматуры	Плашка (ПЛ), Натяжная (Н)		Визуально		
12	ВЛ	М	Тип разрядников или ОПН	РВО, ОПН, Импортные (ПЛ)		Визуально		
13	ВЛ	М	Маркировка на опорах	Имеется (И), Обновить (О), Отсутствует (ОТ)		Визуально		
14	ВЛ	М	Подкосы, оттяжки	Подкос (П), Оттяжка (О), указать количество		Визуально		
15	ВЛ	М	Состояние изоляторов	Грязь (Г), Сколы (СК)		Визуально	По графику, утвержденному гл. инженером	
16	ВЛ	М	Состояние трассы (загущенность)	Слабая – кустарник (СЛ), Средняя – кустарник и деревья до 4 шт. в пролёте (СР), Сильная – более 4 деревьев в пролёте (СН)		Визуально	Не реже 1 раза в 3 года	
17	ВЛ	П, М	Ширина просеки, высота деревьев и кустарников под проводами, расстояние от элементов ВЛ до стволов деревьев и их крон	Расстояния и ширина просек должны соответствовать ПУЭ и Правилам установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон		Визуально	На ВЛ с неизолированными проводами измерение ширины просеки производится не реже 1 раза в 3 года; высота деревьев и кустарников под проводами – по мере необходимости	ПУЭ, Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
18	ВЛ	П	Заглубление железобетонных опор в грунте, расположение фундаментов металлических опор и железобетонных опор на оттяжках, а также заложение ригелей и расположение анкеров оттяжек	1. Значения на ВЛ 35-750 кВ не должны превышать допусков, приведенных в РД 34.45-51.300-97 [табл.30.1] и в проектах конкретных ВЛ 2. Заглубление в грунт железобетонных опор ВЛ 0,38-20 кВ должно быть не менее 1,5 м для ВЛ 0,38 кВ и 1,7 м для ВЛ 6-20 кВ	Измерения выполняются на 2-3% общего количества установленных опор, на всех сложных опорах и на 20% промежуточных опор	В соответствии с РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94	Выборочные измерения, по графику, утвержденному гл. инженером	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.2.1, табл. 30.1], РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94, проекты конкретных ВЛ

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ВЛ	П, М	Размеры сколов и трещин фундаментов и отклонения размещения анкерных болтов, а также их размеров	Значения не должны превышать приведенные в РД 34.20.504-94		В соответствии с РД 34.20.504-94	Не реже 1 раз в 6 лет	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.2.2], РД 34.20.504-94
20	ВЛ	П, М	Отклонение конца траверсы от горизонтальной оси (длина траверсы L)	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл.30.2] и СНиП 3.05.06-85		В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.3, табл. 30.2], РД 34.20.504-94, СНиП 3.05.06-85
21	ВЛ	П, М	Смещение опоры вдоль оси ВЛ	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл.30.2] и СНиП 3.05.06-85		В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.3, табл. 30.2], РД 34.20.504-94, СНиП 3.05.06-85
22	ВЛ	П, М	Смещение опоры поперек оси ВЛ	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл.30.2] и СНиП 3.05.06-85		В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.3, табл. 30.2], РД 34.20.504-94, СНиП 3.05.06-85
23	ВЛ	П, М	Смещение опоры перпендикулярно оси ВЛ (выход из створа)	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл.30.2] и СНиП 3.05.06-85		В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.3, табл. 30.2], РД 34.20.504-94, СНиП 3.05.06-85
24	ВЛ	П, М	Прогибы металлоконструкций опор	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.1]	Производится при обнаружении во время осмотров деформации элементов металлоконструкций	Визуально	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.1]
25	ВЛ	П, М	Тяжение в тросовых оттяжках опор	Не должно отличаться от предусмотренного проектом более чем на 20%	Скорость ветра не более 8 м/с и отклонение положения опор в пределах, приведенных в РД 34.45-51.300-97 [табл. 30.2]	В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.2], РД 34.20.504-94
26	ВЛ	М	Коррозионный износ металлических элементов опор	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.3]	В зонах V-VII-й степеней загрязненности атмосферы	В соответствии с РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.3], РД 34.20.504-94
27	ВЛ	П, М	Коэффициенты дефектности железобетонных опор и приставок	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл. 30.3]		В соответствии с РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.4], РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
28	ВЛ	П, М	Геометрические размеры деревянных деталей опор (степень внешнего и внутреннего загнивания деталей опор)	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.5]	В соответствии с РД 34.20.504-94	В соответствии с РД 34.20.504-94	В соответствии с РД 34.20.504-94	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.5], РД 34.20.504-94
29	ВЛ	П, К, М	Расстояние от проводов и тросов до поверхности земли и др. объектов	Измеренные расстояния должны удовлетворять требованиям ПУЭ	Измерения производятся после воздействия на ВЛ предельных токовых нагрузок, механических нагрузок и температуре окружающего воздуха выше расчетных значений	В соответствии с РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет на пересечениях и сближениях. При категории контроля «К» измерения производятся после замены, перемонтажа или перетяжки проводов (их участков)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.1], РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94, ПУЭ

Окончание таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	ВЛ	П, М	Расстояние от стрел провеса проводов и грозозащитных тросов до элементов опор и между проводами	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.2]	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.2]	В соответствии с РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет: на ВЛ 6-20 кВ в 1-2% пролетов, на ВЛ 35-220 кВ в 3-5%, на ВЛ 330-750 кВ в 1% пролетов	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.2], РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
31	ВЛ	М	Площадь сечения проводов и грозозащитных тросов	В соответствии с РД 34.20.504-94		В соответствии с РД 34.20.504-94		РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.3], РД 34.20.504-94
32	ВЛ	П, К, М	Переходное сопротивление проводов и грозозащитных тросов	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 31.4.2]		В соответствии с РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.4, п. 31.4.2], РД 34.20.504-94
33	ВЛ	П, К	Сопротивление подвесного изолятора	Не менее 300 МОм	Только при положительной температуре окружающего воздуха. При монтаже изоляторов – непосредственно перед установкой изоляторов	В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.6.1], РД 34.20.504-94
34	ВЛ	П, К	Сопротивление штыревого изолятора	В соответствии с РД 34.20.504-94, техническим паспортом на изолятор	Только при положительной температуре окружающего воздуха. При монтаже изоляторов – непосредственно перед установкой изоляторов	В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.6.1], РД 34.20.504-94
35	ВЛ	М	Распределение напряжения по изоляторам	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл. 30.4]	На ВЛ, находящейся под напряжением, при положительной температуре окружающего воздуха	Измерительная штанга или штанга с постоянным искровым промежутком	В соответствии с РД 34.20.504-94	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.6.2], РД 34.20.504-94
36	ВЛ	П, М	Состояние линейной арматуры	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.7]		Визуально		РД 34.45-51.300-97 [п. 30.7]
37	ВЛ	П, К, М	Переходное сопротивление заземляющего устройства	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.8, табл. 28.1]	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 28.4]	В соответствии с РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет	РД 34.45-51.300-97 [пп. 28.1-28.4, 30.8], РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94, ПУЭ
38	ВЛ	П, К, М	Внутренний искровой промежуток трубчатого разрядника	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 22.4]		В соответствии со Сборником методических пособий по контролю состояния электрооборудования.	По графику, утвержденному гл. инженером	РД 34.45-51.300-97 [пп. 22.4, 30.9], Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования, ПУЭ
39	ВЛ	П, К, М	Внешний искровой промежуток трубчатого разрядника	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 22.5, табл. 22.1]		В соответствии со Сборником методических пособий по контролю состояния электрооборудования.	По графику, утвержденному гл. инженером	РД 34.45-51.300-97 [пп. 22.5, 30.9, табл. 22.1], Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования, ПУЭ

Приложение Ж

**Материалы, подтверждающие внедрение результатов
диссертационной работы**

УТВЕРЖДАЮ



Первый Заместитель Генерального
директора – Главный инженер
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
О.В. Третьяков

21 августа 2014 г.

А К Т

внедрения результатов диссертационной работы канд. техн. наук, доцента
Петроченкова А. Б. «Развитие теории и совершенствование методов
обеспечения эффективного функционирования электротехнических
комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли», представленной на
соискание ученой степени доктора технических наук

Мы, нижеподписавшиеся, начальник Отдела Главного энергетика -
Главный энергетик ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Шамаев В.А., ведущий
инженер Отдела Главного энергетика ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
Гладков В.К., составили настоящий акт о том, что в цехах добычи нефти и
газа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» внедрены результаты диссертационной
работы кандидата технических наук доцента Петроченкова А.Б. в части
реализации методологии оценки состояний и моделирования режимов
функционирования электротехнических комплексов цехов добычи нефти и
газа и внедрения системы информационной поддержки управления
жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-
ПЕРМЬ» (Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ
№ 2007611452 от 06.04.2007 г. РОСПАТЕНТ, договор № 2004/187 на
выполнение НИР между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и Пермским
государственным техническим университетом).

Указанная система информационной поддержки управления
жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-
ПЕРМЬ» используется с 2005 года.

Для ЦДНГ-10 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» экономический эффект от
перехода на систему обеспечения по техническому состоянию
электротехнического оборудования в рамках предложенного подхода составил
в 2005 году 16 % (в абсолютном выражении – 3,050 млн.руб.) (на основании
«Технико-экономического обоснования перехода от системы планово-
предупредительного ремонта к системе обслуживания по техническому
состоянию в электроустановках ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 26.02.2005).

Начальник Отдела Главного энергетика –
Главный энергетик ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

В.А. Шамаев

Ведущий инженер Отдела Главного энергетика
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

В.К. Гладков



УТВЕРЖДАЮ

Начальник Пермского регионального управления

ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»

А.И. Пшеничный

«30» сентября 2015 г.

А К Т

внедрения результатов диссертационной работы доцента, канд. техн. наук

Петроченкова А. Б. «Развитие теории и совершенствование методов обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

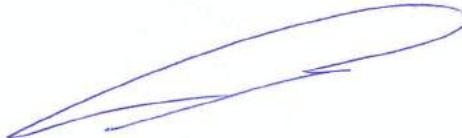
Мы, нижеподписавшиеся, А.С. Ожгебесов, начальник Цеха электроснабжения №1, М.В. Колупаев, начальник Службы РЗиА цеха электроснабжения №1, составили настоящий акт о том, что на электротехнических комплексах Пермского регионального управления ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ» внедрены результаты выполненных в диссертационной работе исследований, а именно:

- методика оценки технического состояния высоковольтного электротехнического оборудования ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»,
- система сбора и обработки статистической информации о значениях показателей технического состояния объектов электроэнергетических систем, а также данных о номенклатуре и количестве неснижаемого запаса оборудования и запасных частей,
- функции эффективности для электротехнического оборудования, использование которых обеспечивает эффективный прогноз с адаптацией к метеорологическим условиям и факторов территориальной, иерархической и финансовой подчиненности предприятия-эксплуатанта и энергосервисной организации.

Применение указанных результатов позволило разработать положения по организации и обслуживанию фонда нормативно-справочной информации ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ», сформировать перечень необходимых требований к квалификации исполнителей и составу инструментальной базы для подрядных организаций при проведении инспекции высоковольтного электротехнического оборудования ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ».

Методы оценки технического состояния высоковольтного электротехнического оборудования на основе разработанного Петроценковым А.Б. подхода используются, в том числе, при подготовке и переподготовке специалистов в профильной лаборатории по управлению активно-адаптивными сетями на нефтегазодобывающих предприятиях, созданной ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ» совместно с Пермским национальным исследовательским политехническим университетом.

Начальник
Цеха электроснабжения №1



А.С. Ожгебесов

Начальник Службы РЗиА
Цеха электроснабжения №1



М.В. Колупаев



Юрид. адрес.: Россия, 614107, г.Пермь, ул. Уральская, 63
Факт./почт. адрес.: Россия, 614055, г. Пермь,
ул. Промышленная, 96А, а/я 6897
т. (342) 220-40-71, ф. 220-29-65, e-mail: perk@permplanet.ru

ООО «Пермская электроремонтная компания»

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор

В.В. Белоусов



2014 г.

А к т

Внедрения результатов диссертационной работы доцента, кандидата технических наук Петроценкова Антона Борисовича «Развитие теории и совершенствование методов обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

Мы, нижеподписавшиеся, зам. директора по производству Силин В.Б., ведущий специалист – начальник электроремонтного цеха Вольцев Ю.В. составили настоящий акт о том, что на предприятии ООО «Пермская электроремонтная компания» внедрены результаты диссертационной работы кандидата технических наук, доцента Петроценкова А.Б. «Развитие теории и совершенствование методов обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли» в части «Разработка и внедрение технологических карт по техническому обслуживанию и ремонту электротехнического оборудования».

Разработанные технологические карты по техническому обслуживанию и ремонту низковольтных и высоковольтных асинхронных и синхронных электродвигателей, низковольтного и высоковольтного энергетического оборудования используются с 2005 года для сервисного обслуживания электротехнического оборудования региональных предприятий нефтяного концерна «ЛУКОЙЛ», ОАО «УРАЛКАЛИЙ», ЗАО «СИБУР-Химпром».

Зам. директора по производству

В.Б. Силин

Ведущий специалист -
начальник электроремонтного цеха

Ю.В. Вольцев



**Открытое акционерное общество «Протон – Пермские моторы»
(ОАО «Протон – ПМ»)**

УТВЕРЖДАЮ
Начальник испытательного полигона
ОАО «Протон - Пермские моторы»
А.П. Бибичев

« 11 » 06 2014 г.

А К Т

внедрения результатов диссертационной работы

кандидата технических наук, доцента Петроценкова А.Б.

«Развитие теории и совершенствование методов обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

Мы, нижеподписавшиеся, главный инженер испытательного полигона Окулов М.С., главный энергетик испытательного полигона Носков С.Е., начальник отдела АСУТП Рязанов А.Н. составили настоящий акт о том, что на испытательном полигоне ОАО «Протон - Пермские моторы» внедрены результаты диссертационной работы кандидата технических наук, доцента Петроценкова А.Б., а именно: в части подсистемы испытаний энергетических установок, испытания и настройки систем автоматического управления (САУ) энергетических установок на имитационной динамической многорежимной модели электроэнергетической системы (в составе программного комплекса «Электродин»), а также в части алгоритмического, программного и технического обеспечения жизненного цикла испытаний научкоемких изделий на основе единого центра управления.

Разработанная имитационная динамическая многорежимная модель электроэнергетической системы используется с 2010 года на испытательном полигоне ОАО «Протон - Пермские моторы» для испытания газотурбинных электростанций, испытания и настройки систем автоматического управления газотурбинных установок во всех режимах работы электростанций (автономно, параллельно, на мощную сеть). Использование предложенных Петроценковым А.Б. моделей взаимодействия энергетических установок и структурных элементов электроэнергетических систем



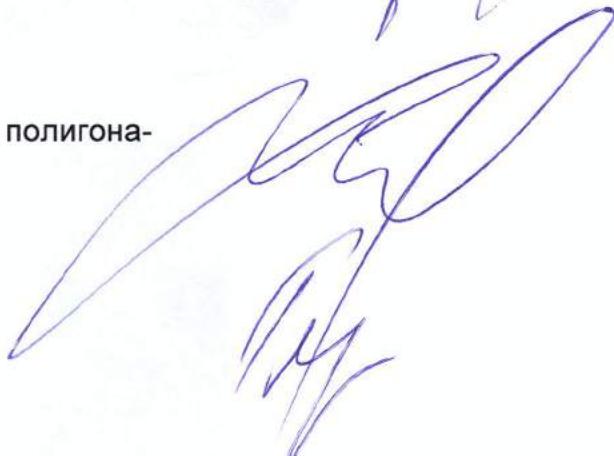
произвольной конфигурации позволило усовершенствовать алгоритмы полунаатурных и модельных испытаний газотурбинных установок и САУ энергетических установок, сделать их более адаптивными к требованиям, связанных со спецификой эксплуатации газотурбинных установок в конкретных электроэнергетических системах.

Главный инженер испытательного полигона -
заместитель главного инженера



М.С. Окулов

Главный энергетик испытательного полигона-
заместитель главного энергетика




С.Е. Носков

Начальник отдела АСУТП

А.Н. Рязанов

УТВЕРЖДАЮ

И.о. министра энергетики и ЖКХ
Пермского краяИ.П. Ваньков
«16» июня 2014 г.

С П Р А В К А

об использовании результатов диссертационной работы доцента, кандидата технических наук Петроценкова Антона Борисовича
 «Развитие теории и совершенствование методов обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли»

В диссертационной работе Петроценкова А.Б. приведены метод и алгоритмы оперативного расчета стационарных и квазистационарных режимов систем электроснабжения и иерархическая структура и база моделей элементов электротехнических комплексов, используемые при автоматизированном формировании математического описания электротехнических систем сложной структуры. Разработана методика формирования функций эффективности электротехнического оборудования, отражающих временной, факторный и комбинированный аспекты их применения.

Полученные результаты использованы при разработке «Схемы и программы развития электроэнергетики Пермского края на 2014-2018 годы» в следующих разделах:

- Том 1 «Программа развития электроэнергетики Пермского края на 2014-2018 годы»:

4.8 Определение и уточнение перечня «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше, с описанием возможных технологических ограничений, обусловленных их возникновением, и разработкой предварительных предложений в виде перечня по вводам электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест»;

4.9 Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обусловленное ростом энергопотребления, изменением размещения потребителей, развитием энергосистемы;

4.10 Рекомендации по развитию электрических сетей напряжением ниже 110 кВ на наиболее проблемных территориях по выполнению заявок на технологическое присоединение (с учетом информации электросетевых организаций);

- Том 2 «Схема перспективного развития электроэнергетики Пермского края на 2014-2018 годы».

Начальник отдела электроэнергетики

О.А. Вшивков

Консультант отдела электроэнергетики

Ю.Л. Стенин





GROUP

SPUTNIC

Компетенция в решениях

ООО «Спутник-Комплектация»

Юридический адрес: 614007, г. Пермь, ул. Н.Островского, 65/9
Почтовый адрес: 614990, г. Пермь, ул. Рязанская, 105
Телефоны: +7(342) 220-03-00, 226-44-44. Факс: +7(342) 226-14-14
Электронная почта: post@sputnic.ru

Доп. офис 618417, г. Березники, ул. Карла Маркса, 60, офис 3
Телефоны: +7(3424) 22-98-65, Факс: +7(3424) 23-61-66

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
Группы компаний «СПУТНИК»

А.В. Худорожков

~~«3/»~~ октябрь 2014 г.

Справка

об использовании результатов диссертационной работы доцента, кандидата технических наук Петроценкова А. Б. «Развитие теории и совершенствование методов обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли»

Результаты диссертационной работы доцента Петроченкова А.Б. «Развитие теории и совершенствование методов обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли» в части базы моделей элементов электротехнических комплексов, используемых при автоматизированном формировании математического описания электротехнических систем сложной структуры, и метода оперативной оценки режимов систем электроснабжения предприятий минерально-сырьевой отрасли приняты к использованию при исследовании режимов электропотребления и оптимизации потребления реактивной мощности предприятий ОАО "Уралоргсинтез", ОАО "Омский нефтеперерабатывающий завод", ООО "Пермнефтегазпереработка", ОАО "Красноярский завод синтетического каучука", ОАО "Уральский научно-исследовательский институт композиционных материалов", ООО "Тобольск-Нефтехим".

Технический директор

Ю.А. Гагарин

Начальник проектно-конструкторского отдела

Р.Ю. Шапранов



Management System
www.tuv.com
ID 9195078989



**Министерство образования и науки
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
ПЕРМСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
(ПНИПУ)**



УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе,
д.т.н., профессор
Н.В. Лобов

17 «сентября» 2015 г.

А К Т

о внедрении в учебный процесс Пермского национального
исследовательского политехнического университета результатов
диссертационной работы кандидата технических наук, доцента
Петроченкова А. Б. «Развитие теории и совершенствование методов
обеспечения эффективного функционирования электротехнических
комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли»,
представленной на соискание ученой степени доктора технических
наук

Мы, нижеподписавшиеся, декан электротехнического факультета, к.т.н.,
профессор Костыгов А.М., декан химико-технологического факультета, д.т.н.,
профессор Рябов В.Г., директор Чайковского филиала, к.э.н., доцент
Заикин Н.А. составили настоящий акт о том, что в учебный процесс
электротехнического факультета (каф. «Микропроцессорные средства
автоматизации», каф. «Конструирование и технологии в электротехнике»,
каф. «Электротехника и электромеханика»), горно-нефтяного факультета
(каф. «Горная электромеханика»), химико-технологического факультета
(каф. «Автоматизация технологических процессов»), аэрокосмического
факультета (каф. «Ракетно-космическая техника и энергетические системы»), а
также филиала ПНИПУ в г. Березники (каф. «Автоматизация технологических
процессов»), филиала ПНИПУ в г. Лысьва (кафедра естественнонаучных
дисциплин), филиала ПНИПУ в г. Чайковский (каф. «Автоматизация,
информационные и инженерные технологии») внедрены результаты
диссертационной работы к.т.н., доцента Петроченкова А.Б. в части:

- совершенствования методов расчета режимов электроэнергетических систем предприятий;
- разработки технологических карт по техническому обслуживанию и ремонту электротехнического оборудования;

- разработки и программной реализации алгоритмов информационной поддержки эффективного функционирования электротехнических комплексов,
- разработки учебных пособий (в том числе с грифом УМО) и электронных образовательных ресурсов.

В лекционных курсах дисциплин «Основы электроснабжения», «Производственное оборудование и его эксплуатация», «Системы управления электроприводами», «Интегрированные системы проектирования и управления», «Электрические машины» используются разработанные Петроценковым А.Б. метод моделирования режимов электроэнергетических систем, база моделей элементов электротехнических комплексов, методики расчета параметров схем замещения синхронных и асинхронных двигателей, методика формирования функций эффективности электротехнического и технологического оборудования предприятий, методика оценки этапов жизненного цикла элементов электротехнических комплексов.

При проведении лабораторных, практических занятий и курсового проектирования для студентов направлений подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств» используются разработанные программные комплексы «Энергетика», «ЭнергоСовет», «Расчет устойчивости систем электроснабжения», «Комплекс математических моделей электрогенератора и электросети», «Система управления базой данных технического обслуживания и ремонта электродвигателей», «Forecast Models Analysis», «ЭлектроДин», электронный образовательный ресурс «База данных и система управления базой данных «Energy Data Ware».

Декан
электротехнического факультета,
к.т.н., профессор

А.М. Костыгов

Декан химико-технологического
факультета,
д.т.н., профессор

В.Г. Рябов

Директор
Чайковского филиала,
к.э.н., доцент

Н.А. Заикин