

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ВОРОНЕЖСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Сидоренко Евгений Васильевич



**ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ УПРАВЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ
ВНУТРЕННЕГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ АЭС НА ОСНОВЕ АППАРАТА
НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ**

Специальность 2.3.3. Автоматизация и управление технологическими
процессами и производствами

Диссертация
на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель —

доктор технических наук,
профессор Бурковский В.Л.

Воронеж — 2022

Содержание

Список сокращений	4
Введение	6
Глава 1 Анализ проблематики повышения эффективности функционирования автоматизированных систем диспетчерского управления внутренним энергоснабжением АЭС	17
1.1 Структура системы внутреннего энергоснабжения АЭС	17
1.1.1 Элементы транспорта электрической энергии и мощности	17
1.1.2 Технологические узлы энергопотребления	24
1.1.3 Тенденции развития систем Smart Grid в условиях внутреннего энергоснабжения АЭС	28
1.2 Структура автоматизированной системы диспетчерского управления внутренним энергораспределением АЭС	33
1.3 Методы моделирования и анализа распределительных объектов внутреннего энергоснабжения АЭС	44
1.4 Методы искусственного интеллекта в автоматизированной системе управления внутренним энергоснабжением АЭС	48
Цели и задачи исследования	55
Глава 2 Модели управления динамикой перетоков мощности в элементах распределительной сети и узлах нагрузки технологических объектов АЭС на основе реализации аппарата ИНС	57
2.1 Постановка задачи управления динамикой перетоков мощности в условиях внутреннего электроснабжения АЭС	57
2.2 Нейросетевое моделирование процесса управления динамикой перетоков мощности в рамках распределительной сети АЭС	62
2.3 Выбор параметров термов входных и выходных переменных ННС управления перетоков мощности	69
2.4 Автоматизированное управления динамикой параметров элементов распределительной сети и узлов нагрузки АЭС	71
Выводы	74
Глава 3 Алгоритмизация управления локальными объектами систем внутреннего энергораспределения АЭС	75
3.1 Оптимизационная модель управления динамикой перетоков мощности по критерию минимума потерь	75
3.2 Реализация оптимизационной модели управления по критерию минимума потерь на основе метода Лагранжа	77

3.3 Алгоритм оптимизации параметров распределительной сети внутреннего энергоснабжения по критерию минимума потерь мощности на базе ННР	80
Выводы	87
Глава 4 Построение нечётких регуляторов в структуре автоматизированной системы управления локальными объектами внутреннего энергораспределения АЭС	89
4.1 Структура нечёткого регулятора на основе ННС совместно с эталонной ННС	89
4.2 Алгоритм регулирования напряжения в локальных узлах передачи энергоресурсов	94
4.3 Алгоритм регулирования напряжения в узлах нагрузки	100
Выводы	108
Глава 5 Программно-аппаратный комплекс управления перетоками мощности в системе внутреннего энергоснабжения АЭС	109
5.1 Структура программно-аппаратного комплекса	109
5.2 Пользовательский интерфейс	114
5.3 Результаты практической апробации моделей и алгоритмов управления внутренним энергоснабжением в условиях Нововоронежской АЭС	118
Заключение	126
Список литературы	127
Приложения	145
Приложение 1. Справка об использовании результатов диссертационной работы	146

Список сокращений

АБП	Агрегат бесперебойного питания
АВР	Автоматический ввод резерва
АСП	Автоматика ступенчатого пуска
АСДУЭ	Автоматизированные системы диспетчерского управления энергоснабжением
АСКУЭ	Автоматические системы контроля и управления энергоснабжением
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
АТ	Автотрансформатор
АЭС	Атомная электростанция
БПУ	Блочный пункт управления
БД	База данных
ГЦН	Главный циркуляционный насос
ИНС	Искусственная нейронная сеть
КМЩ	Контроллер мозаичного щита
МП	Мозаичная панель
МПРЗ	Микропроцессорная релейная защита
ННС	Нечёткая нейронная сеть
ННР	Нейро-нечёткий регулятор
НС	Нечёткая сеть
НЭ	Надёжное электроснабжение
ОРУ	Открытое распределительное устройство
ПО	Программное обеспечение
ПТС	Программно - технические средства
РЗ	Релейная защита
РПН	Регулирование напряжения под нагрузкой
РС	Рабочая станция

САЭ	Система аварийного электроснабжения
СВБУ	Система верхнего блочного уровня
СКУ ЭЧ	Система контроля и управления электротехническим оборудованием
СН	Собственные нужды (внутреннее энергопотребление АЭС)
СНЭ	Система нормальной эксплуатации
СОТИ	Система обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора
ТС ОДУ	Технические средства оперативно - диспетчерского управления
УСО	Устройство связи с объектом
ЦКУ	Центральное координирующее устройство
ШЗ	Шлюз сопряжения
ЩПТ	Щит постоянного тока
ЭБ	Энергоблок
ЭЭС	Электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Связанные технологические процессы передачи и потребления энергоресурсов применительно к внутреннему энергопотреблению АЭС сопряжены с организацией продвинутых средств автоматизации, позволяющих реализовать оптимизацию режимов функционирования элементов внутри них. Основным параметром эффективности данного процесса служит параметр - напряжение питания в совокупности с минимизацией потерь активной мощности. Вместе с тем, обязательным условием служит поддержание в заданных ограничениях частоты питающей сети.

Существенная амортизация электрических и связанных с ними тепловых сетей, плановый рост мощностей энергоустановок приёмников электроэнергии, повышение неравномерностей при транспорте перетоков мощности энергоресурсов во времени и направлениям многократно повышают размерность и сложность задач, которые решаются при управлении энергораспределения на различных уровнях многоиерархичной системы управления (СУ). Обязательным условием, предъявляемым к СУ, в этом случае, является обеспечение решения задач как организации технологии, так и диспетчеризации.

Локальные подсистемы энергораспределения являются неотъемлемыми элементами глобальных образований электроэнергетических систем (ЭЭС). Существенная доля локальных ЭЭС приходится на технологические структуры обеспечения собственных нужд производственных предприятий и производств. В рамках данной работы рассмотрен такой класс подобных локальных подсистем, как – внутреннее энергоснабжение атомных электростанций (АЭС). На данные локальные ЭЭС по существующим оценкам приходится порядка 1,5 % всех энергоресурсов, потребляемых в данном сегменте в РФ [15].

Существенные резервы повышения качественных и количественных показателей распределения технологических перетоков мощности и снижения потерь электроэнергии в системах внутреннего энергопотребления АЭС

(собственные нужды атомных электростанций и инфраструктуры, связанной с ними) заключается в модернизации и совершенствовании средств интеллектуализации программно-алгоритмических элементов СУ, построенных иерархическим образом. Отдельный акцент при этом отводится реализации современных математических методов и средств организации информационных технологий в ходе организации «Умных сетей» – Smart Grid.

Рассматриваемые СУ в локальных системах внутреннего энергопотребления АЭС должны обладать адаптивными свойствами, что на практике организуется с помощью создания элементов автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУЭ), в которой производится накопление и анализ информационных потоков о локальной ЭЭС с целью выработки оптимальных воздействий в силовых элементах (передача и потребление электроэнергии и мощности).

В современных источниках исследованию аппаратной части структуры и элементов локальных ЭЭС отведено большое количество публикаций. В частности, отметим работы В.Э. Воротницкого, Ю.С. Железко, А.И. Зайцева, Ю.Г. Шакиряна, А.К. Шидловского, В.Н. Казанцева. Значительной проблемой при реализации данных наработок к вопросу оптимизации локальных ЭЭС энергораспределения применительно к собственным нуждам АЭС, является требование существенных капиталовложений в короткие сроки, что делает подобные инвестпроекты малопривлекательными с экономической точки зрения.

Аспектам оптимального управления, например, разработке математических методов и алгоритмов с повышенной точностью функционирования применительно к локальным ЭЭС посвящены работы Б.И. Аюева, В.Л. Бурковского, А.З. Гамма, С.Л. Подвального.

Отдельно отметим, что в настоящее время очень мало внимания уделяется учёту и последующему анализу неопределённых и слабоформализуемых факторов, влияющих на функционирование систем собственного энергопотребления АЭС. Основной упор осуществляется на оптимизацию функционирования частных элементов локальных ЭЭС, практически без реальной

оценки взаимосвязей между смежными иерархическими структурами передачи, трансформации и потребления электрической энергии и мощности. Подобная ситуация, как следствие, является причиной чрезмерной энергоёмкости энергетики РФ.

Решение поставленной выше задачи с технико-экономической точки зрения наиболее перспективно при реализации планомерного внедрения адаптивных аппаратно-программных элементов СУ. Данное обстоятельство вызвано отмеченной ранее неприемлемостью исключительно аппаратной повсеместной модернизации. Аппаратно-программные АСДУЭ энергопотребления собственных нужд АЭС позволят, с одной стороны, получить высокие показатели по экономии потерь электроэнергии и мощности, а, с другой, – добиться приемлемой экономической рентабельности.

В этой связи, актуальность темы диссертационного исследования продиктована необходимостью дальнейшего развития средств управления процессами передачи и потребления электроэнергии на основе реализации современного аппарата нечетких нейронных сетей для обеспечения качественного прогнозирования и оптимизации собственного энергопотребления АЭС.

Тематика диссертационного исследования соответствует одному из основных научных направлений ФГБОУ ВО ВГТУ «Вычислительные комплексы и проблемно-ориентированные системы управления».

Целью диссертационного исследования является снижение потерь электрической энергии и мощности, а также повышение качества переходных процессов в системах энергопотребления собственных нужд АЭС с помощью разработанных алгоритмов функционирования и моделей на основе ИНС и ННС, которые учитывают неопределённость при определении оптимальных режимов работы локальных элементов ЭЭС, в частности, с помощью класса – нечёткие нейронные регуляторы (ННР).

Задачи исследования. Для достижения данной цели в работе поставлены следующие задачи:

- осуществить анализ работы элементов локальных объектов собственных нужд АЭС, имеющей своей целью оценку перспектив повышения эффективности систем управления перетоками электроэнергии и мощности;
- оценить степень влияния неопределенных и слабоформализуемых факторов в процессах передачи, трансформации и преобразования потоков электроэнергии и мощности, а также описать их в терминах аппарата ННС;
- разработать имитационные модели, а также эффективные алгоритмы управления распределением электрической энергии и мощностью на базе ИНС (ННС), как основного элемента систем управления данного технологического процесса;
- реализовать модели оптимизации СУ локальных энергораспределительных объектов собственных нужд АЭС по показателю минимума потерь активной мощности; вместе с тем, осуществить синтез ННР локальных элементов АСДУЭ;
- создать элементы программного обеспечения, обеспечивающих реализацию алгоритмов управления и нечёткого регулирования при распределении активной и реактивной мощности в объектах собственных нужд АЭС, нечётких регуляторах;
- разработать программно-аппаратный комплекс, позволяющий осуществлять моделирование и последующий анализ эффективности применяемых средств СУ в локальных объектах собственных нужд АЭС с привлечением базы ННС.

Объект исследования: процессы управления распределением электрической энергии и мощности в системе энергоснабжения собственных нужд АЭС.

Предмет исследования: модели и алгоритмы управления процессами распределения электрической энергии и мощности в условиях существенных неопределенностей в работе технологических объектов АЭС.

Методы исследования базируются на применении аппарата теории математического моделирования, нейронных сетей и их модификации: нечётких-нейронных сетей, теории управления, теории системного анализа, теории управления, теоретических основ электротехники.

Соответствие диссертации паспорту специальности.

П.4 Теоретические основы и методы математического моделирования организационно-технических систем и комплексов, функциональных задач и объектов управления и их алгоритмизация.

П.6 Научные основы, модели и методы идентификации производственных процессов, комплексов и интегрированных систем управления.

П.15 Теоретические основы, методы и алгоритмы интеллектуализации решения прикладных задач при построении АСУ широкого назначения (АСУТП, АСУП, АСТПП и др.).

Научная новизна:

В диссертации получены следующие результаты, характеризующиеся научной новизной:

- способ формального описания потоков энергоресурсов в локальных ЭЭС, отличающийся возможностью учёта неопределённых и слабоформализуемых факторов в базисе ИНС и ННС;

- нечёткие нейронные модели анализа состояния технологических процессов распределения энергоресурсов (электроэнергии и активной мощности), отличающиеся повышенными показателями точности прогнозирования, а также имеющие возможность свободного масштабирования как во временной, так и в предметной области (различные элементы внутреннего энергоснабжения АЭС);

- алгоритм обучения ННС, отличающийся реализацией вариации градиентного метода, а также метода наименьших квадратов с максимальным учётом динамических свойств локальных элементов ЭЭС с присущей им существенной степенью влияния неопределённых и слабоформализуемых факторов;

- алгоритмы локальной оптимизации элементов передачи, трансформации и потребления энергоресурсов, а также элементов внутреннего энергоснабжения АЭС: трансформаторного оборудования, энергонагрузки узлов потребления ресурсов и осуществляющие минимизацию потерь электрической энергии и активной мощности на базе метода Ньютона– Рафсона;

– универсальные нечеткие регуляторы, отличающиеся возможностью комплексного учета значимых факторов, влияющих на качество организации регулирования перетоков энергоресурсов в конкретных условиях реализации систем внутреннего энергоснабжения Нововоронежской АЭС;

– структура программно-аппаратного обеспечения технологического процесса преобразования потоков энергоресурсов, а также прогнозирования и последующего анализа, отличающиеся возможностью обеспечения улучшенных показателей качества (точность прогнозирования и качество интеграции с пакетами углубленной оценки, в частности – Matlab) в сравнении с применяемыми в настоящее время в системах внутреннего энергоснабжения АЭС комплексами: РАП ОС и Rasrt-Win.

Практическая значимость работы. Разработанные в работе модели анализа, а также алгоритмы управления технологическими процессами перетоков энергоресурсов и средства их интеллектуализации (в виде элементов программно-аппаратного комплекса), позволяют повысить эффективность функционирования локальных АСДУЭ. Кроме того, данные алгоритмы могут быть применены для масштабирования реализации элементов Smart Grid к локальным ЭЭС в условиях существенного влияния на качество процессов соответствующих неопределённостей.

Применение результатов, полученных в рамках работы, становится целесообразным применительно к оптимизации перетоков электроэнергии и активной мощности в условиях неопределённых и слабоформализуемых факторов, что осуществляется посредством минимизации потерь активной мощности в распределённых элементах ЭЭС.

Результаты диссертации могут быть использованы в проектных и научно-исследовательских организациях, занимающихся разработкой средств управления производственными объектами АЭС.

Положения, выносимые на защиту:

– способ формализованного описания процедур оптимизации энергоресурсов в локальных элементах ЭЭС по показателю минимума потерь электроэнергии,

обеспечивает качество управления в условиях существенной неопределённости возмущающих факторов;

- модификация алгоритма Ньютона – Рафсона в структуре ННС для организации процесса оптимизации, обеспечивает построение НР локальных элементов управления внутренним энергоснабжением АЭС;

- нечёткие нейронные модели и регуляторы на их основе реализуют реальные условия применительно к конкретным элементам локальных ЭЭС;

- программно-аппаратная реализация предложенных моделей и алгоритмов управления технологическими процессами преобразования потоков энергоресурсов позволяет осуществлять прогнозирование состояния и последующий анализ.

Реализация результатов работы:

Результаты исследований нашли практическое внедрение в рамках системы управления производственными объектами обеспечения собственных нужд Нововоронежской АЭС.

Прогнозный эффект от внедрения достигается посредством повышения точности и качества управления, и может быть представлен в формате снижения потерь активной мощности в сопоставлении с применяемыми в предшествующих версиях АСДУЭ методами и средствами их реализации.

Кроме того, результаты исследования внедрены в учебный процесс кафедры электропривода, автоматики и управления в технических системах Воронежского государственного технического университета в рамках дисциплин: «Теория систем управления», «Системный анализ», «Методы искусственного интеллекта в управлении».

Апробация результатов работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих научно-практических конференциях: Альтернативная и интеллектуальная энергетика – 2018 сб. тр. междунар. научн. – практ. конф. Воронежский государственный университет; Антропоцентрические науки: инновационный взгляд на образование и развитие личности – материалы IX Международной научно-практической конференции,

2019; Новые технологии в научных исследованиях, проектировании, управлении, производстве. Труды Международной научно-практической конференции, посвящённой памяти д.т.н., профессора Зайцева Александра Ивановича 21-23 ноября 2019; Альтернативная и интеллектуальная энергетика материалы II Международной научно-практической конференции 16-18 сентября 2020; Intellectualization of Production Facilities Management in Conditions of Uncertainty. In: Silhavy, R., Silhavy, P., Prokopova, Z. (eds) Data Science and Intelligent Systems. CoMeSySo 2021. Lecture Notes in Networks and Systems (Zurich, Switzerland, 17 November 2021, а также на научных семинарах кафедры электропривода, автоматики и управления в технических системах ВГТУ(2018-2022 г.г.)

Публикации. Результаты, выполненных в диссертации исследований, изложены в 3 в журналах, рекомендованных ВАК, 4 публикация в издании, индексируемом в базе данных Scopus, 1 свидетельстве о регистрации программы для ЭВМ. В работах, опубликованных в соавторстве и приведенных в конце автореферата, лично соискателю принадлежат: в [3,7,9,11] – анализ элементов локальных объектов внутреннего энергоснабжения АЭС; в [1,2,6,10] – алгоритмы функционирования моделей управления процессами перетоков энергоресурсов применительно к объекту приложения; в [4,5,12] – модели и аппаратные средства оптимизации элементов локальных ЭЭС.

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы. Общий объём диссертации 165 страниц, в том числе 44 рис., 9 таблиц; в дополнение к основной части оформлено 6 приложений на 35 страницах. Библиографический список включает 148 наименований.

Во *введении* обоснована актуальность темы диссертационной работы, отмечены цели, задачи, научная новизна, практическая значимость, результаты внедрения, и основные положения содержания работы.

В *первой главе* произведён комплексный анализ элементов современных электроэнергетических систем (ЭЭС) применительно к локальным структурам технологического процесса распределения, трансформации и потребления потоков электроэнергии и мощности. Отдельно отмечен процесс

энергопотребления собственных нужд АЭС. Отмечены главные показатели качества и эффективности рассматриваемых процессов, в частности: значение напряжения питания, а также многокритериальный показатель – величина потерь активной электроэнергии (мощности) – её минимизация. При этом, обязательным требованием является поддержание стабильности частоты питающей сети, являющейся системным параметром.

Детально осуществлено рассмотрение структуры узлов энергопотребления. Отмечены существующие модели распределённых локальных ЭЭС.

Особо стоит отметить описание элементов концепции Smart Grid в базисе искусственных нейронных (ИНС) и нечётких нейронных сетей (ННС), а также регуляторов на их основе. Подобные элементы естественным образом позволяют учесть факторы неопределённости и неполноты информации, влияющих на степень потребления энергоресурсов.

Подробно осуществлено выделение цели и задач исследования, которые основаны на применении адаптивных ИНС и ННС моделей регулирования динамики энергораспределения в объектах собственных нужд НВ АЭС. Кроме того, реализована интеллектуализация данной темы посредством организации программного обеспечения поддержки принятия решений.

Во *второй главе* подробно рассмотрены вопросы управления потоков электроэнергии и мощности в локальных распределительных объектах на основе ННС как базы, направленной на повышение энергоэффективности и качества оптимизации систем энергораспределения в части организации соответствующих структурных элементов АСДУЭ.

Стек задач, связанных с управлением динамикой потоков активной электроэнергии и мощности в локальных ЭЭС в оперативном режиме, является наиболее сложным в решении. Это связано с необходимостью учёта онлайн влияния, оказываемого неопределёнными и слабоформализуемыми факторами (функциональные зависимости динамики от сезонности, дня недели, потребности производственных предприятий, степень освещённости) на структурные элементы рассматриваемых систем.

Для решения отмеченных задач видится наиболее эффективным видится применение ННС, а также нечётких нейронных регуляторов (ННР), основанных на их базе. В основу функционирования подобных систем предлагается интеграция алгоритма Мамдани совместно с рекуррентной нейронной сетью. При этом, ННС в основе расчётных моделей является гибридным методом, позволяющим совмещать подходы нечётких сетей для отображения сложноформализуемых нелинейных правил, и ИНС – для решения задачи аппроксимации. Подобная организация решает одновременно две задачи: придаёт нелинейной аппроксимации (ИНС) существенно большие возможности при работе с нечёткими входными данными; а также в целом существенно повысить точность прогнозирования временных рядов в сравнении с использованием каждого метода по отдельности.

Реализованная модификация ННС, с учётом выбора термов входных и выходных переменных, алгоритмов функционирования и использованием соответствующих обучающих выборок, позволяет осуществлять управление динамикой энергоснабжения собственных нужд АЭС с более высокими показателями качества, чем в случае применения стандартного в таких случаях подхода «прогнозного коэффициента роста/спада» (регрессионная модель). Как следствие, элементы АСДУЭ, построенные на основе подобных адаптивных методов, позволят добиться лучшей оптимизации по показателю минимизации потерь активной электроэнергии и мощности. Данный факт был проверен на имитационных моделях в среде Matlab.

Третья глава подробно отражает алгоритмические решения, принятые в рамках настройки ННС и ННР в рамках создания системы диспетчерского управления внутренним энергоснабжением АЭС (на конкретном примере – технологические процессы на НВ АЭС).

В частности, представлена оптимизационная модель управления динамикой распределения энергоресурсов на основе методов Лагранжа и Ньютона-Рафсона. Даны оценки качественных и количественных свойств обоих типов реализации в контексте использования в рамках систем внутреннего энергопотребления АЭС.

В *четвертой главе* произведён синтез нечётких нейронных регуляторов (ННР) на основе базы ННС, адаптированной в рамках методов оптимизации системы «в целом», рассмотренных в третьей главе.

Подробно рассмотрены структура ННР, функции принадлежности термов входных переменных, типы функций активации, применяемые для организации оптимизационного блока.

Наилучшие результаты в рамках проведённых исследований показала реализация ННР по принципу управляющей ННС, функционирующей на основе задающего воздействия, а также выхода корректирующей ИНС (представляющей собой эталонную модель объекта управления) совместно с ошибкой управления, получаемой непосредственно от объекта управления.

На примере имитационных моделей в ПО Matlab, осуществлено построение ННР применительно к объектам передачи, трансформации и потребления энергоресурсов, а также узла энергоснабжения собственных нужд НВ АЭС. Дана оценка эффективности полученных систем по показателю минимизации потерь активной электроэнергии и мощности в сравнении с классическими реализациями регуляторов на основе подхода «прогнозного коэффициента роста/спада» (регрессионная модель).

В *пятой главе* рассмотрена программно-аппаратная реализация управления перетоками электрической энергии и мощности в системах внутреннего энергоснабжения НВ АЭС. Приводится детальная структура, а также стадии функционирования данного комплекса.

Проработан пользовательский интерфейс, позволяющий оперативно решать задачи, стоящие перед АСДУЭ с одновременным решением основной задачи по оптимизации величины потерь энергоресурсов в системе внутреннего потребления АЭС.

В *заключении* изложены основные результаты диссертации: качественные и количественные показатели.

Глава 1 Анализ проблематики повышения эффективности функционирования автоматизированных систем диспетчерского управления внутренним энергоснабжением АЭС

1.1 Структура системы внутреннего энергоснабжения АЭС

В рамках структуры внутреннего энергоснабжения АЭС можно выделить элементы транспорта электрической энергии и мощности и узлы

1.1.1 Элементы транспорта электрической энергии, мощности и система автоматического управления в структуре внутреннего энергоснабжения АЭС

Для распределительных устройств 220 кВ «Правила технологического проектирования атомных станций (с реакторами ВВЭР)» регламентируют схемы с использованием в обязательном порядке обходной системы шин. Однако в современных нормах и правила проектирования распределительных устройств, написанных с учетом применения нового высоконадежного оборудования, рекомендуются упрощенные схемы. И применение двойных и обходных систем шин требует дополнительного обоснования. Поскольку надежность электроснабжения собственных нужд является одним из вопросов безопасности АЭС в целом, считаем целесообразным КРУЭ-220 кВ выполнить по схеме «две рабочие системы шин». Данная схема обладает одним существенным недостатком – потеря всего распределительного устройства при КЗ в шиносоединительном выключателе (ШСВ) или при КЗ на одной системе шин и отказе ШСВ. Поэтому принято решение предусмотреть питание одной из групп резервных трансформаторов собственных нужд от КРУЭ 220 кВ, а второй – ответвлением от вывода АТ 500/220 кВ.

Контроль и измерение электрических параметров системы нормального электроснабжения осуществляется посредством микропроцессорных устройств защиты, отвечающих требованиям метрологии, а также с помощью вторичных измерительных преобразователей с классом точности не хуже, чем 0,5. Панели БПУ и РПУ оборудованы измерительными приборами с классом точности не хуже, чем 1,0.

Панели управления электрической части мозаичного щита БПУ обеспечивают:

- предоставление обобщенной информации о состоянии и неисправностях электротехнического оборудования собственных нужд блока, срабатывании устройств релейной защиты и низовой автоматики, в том числе АВР;
- предоставление обобщенной информации о неисправностях в технических средствах РЗ, а также СКУ ЭЧ;
- отображение основных аналоговых параметров электротехнического оборудования собственных нужд блока;
- управление электротехническим оборудованием собственных нужд блока и задание режимов его работы.

Объем контроля и управления электротехническим оборудованием, выполняемого с панелей (пультов) оперативного контура БПУ, достаточен для обеспечения всех режимов эксплуатации при потере СВБУ.

Пульт – панель генератора обеспечивает:

- предоставление обобщенной информации о состоянии и неисправностях электротехнического оборудования блока, в том числе систем возбуждения и синхронизации, срабатывании устройств релейной защиты и низовой автоматики;
- отображение основных аналоговых параметров электротехнического оборудования блока, в том числе параметров синхронизации энергоблока с сетью;

- управление электротехническим оборудованием блока, в том числе с контролем синхронизма, и задание режимов его работы.

На пульт-панели генератора предусматриваются средства контроля и управления, предназначенные для синхронизации блочного генератора с сетью на генераторном выключателе.

Рабочая станция (РС) оперативного персонала, по запросу оперативного персонала, обеспечивает:

- предоставление детализированной информации о состоянии и неисправностях электротехнического оборудования, срабатывании устройств релейной защиты и низовой автоматики, в том числе АВР;

- отображение полного объема аналоговых параметров электротехнического оборудования;

- отображение архивов и протоколов текущих событий;

- предоставление оперативному персоналу детализированной информации о неисправности в технических средствах РЗ, а также СКУ ЭЧ;

- управление электротехническим оборудованием. При этом, объем управления с РС оперативного персонала определяется с учетом требований к функциям управления, возможности их реализации данными техническими средствами и технической целесообразности. Управление с РС начальника смены электроцеха не предусматривается.

Управление электротехническим оборудованием САЭ с рабочих станций оперативного персонала не предусмотрено.

ЭКП предназначен для предоставления данных о состоянии оборудования в качестве обобщенной визуальной информации. Источниками данных для ЭКП являются серверы СКУ ЭЧ. Смена видеок кадров и включение мультиоконного режима ЭКП осуществляются с РС оперативного персонала БПУ.

Для контроля схемы и режима электротехнического оборудования, а также для ретроспективного анализа регистрируемой информации предусматриваются АРМ релейного персонала (начальника смены

электроцеха, дежурного электрика). Управление с АРМ релейного персонала не предусматривается.

Оперативную организацию контроля, а также управления оборудованием энергоблока, как и оборудованием системы электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации энергоблока, включая систему надежного электроснабжения, выполняется на БПУ.

В качестве средств контроля и управления вышеупомянутым оборудованием на БПУ используются панели ЭЧ мозаичного щита, пульт генератора и АРМ СВБУ. Объем контроля и управления электрооборудованием, выполняемый с панелей оперативного контура БПУ, достаточен для обеспечения всех режимов эксплуатации при потере СВБУ.

Предусмотрен АРМ релейного персонала, установленный в помещении электроцеха и предназначенный для оперативного контроля и ретроспективного анализа информации.

Панели электрической части мозаичного щита БПУ, АРМ СВБУ и АРМ релейного персонала образуют верхний уровень системы РЗ, а также СКУ ЭЧ энергоблока и его собственных нужд в режиме нормальной эксплуатации.

Средний уровень системы включает в себя:

- контроллеры СКУ ЭЧ;
- контроллеры мозаичного щита;
- сервер;
- шлюз сопряжения с СВБУ.

Нижний уровень системы составляют:

- устройства релейной защиты;
- устройства ввода/вывода информации;
- измерительные (аналоговые) преобразователи.

Управление выключателем, разъединителем и системой возбуждения генератора, а также синхронизация генератора выполняются с пульта генератора без использования контроллеров СКУ ЭЧ.

Регистрация событий и процессов выполняется с привязкой к единому астрономическому времени.

Для обмена данными как между устройствами внутри системы, так и с СВБУ, используются цифровые интерфейсные связи. В отдельных случаях используются проводные электрические связи.

Для оперативного питания устройств системы РЗ и СКУ ЭЧ энергоблока используется постоянный ток напряжением 220 В, при этом соблюдается принцип разделения и резервирования цепей питания.

Согласно НП-001-97 (ПНАЭГ-01-011-97, ОПБ-88/97) «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» оборудование системы РЗ и СКУ ЭЧ энергоблока, а также собственных нужд СНЭ в основном относится к классу безопасности «3» и имеет классификационное обозначение «3Н». Часть оборудования, выполняющего функцию контроля, относится к классу безопасности «4» и имеет классификационное обозначение «4».

Подобная система рассчитана на обеспечение электроснабжением потребителей собственных нужд АЭС в режиме нормальной эксплуатации (вне аварийных режимов). Кроме того, она предназначена для надёжного обеспечения режима аварийного электроснабжения за исключением ситуации отсутствия напряжения на шинах собственных нужд АЭС от рабочих или резервных трансформаторов собственных нужд.

На блоке установлено два рабочих трансформатора мощностью 80 МВ·А напряжением 24/10,5-10,5 кВ с двумя расщепленными обмотками 10,5 кВ. Каждая вторичная обмотка имеет мощность 40 МВ·А и питает распределительные секции 10 кВ: А / В / С / D.

Количество секций 10 кВ четыре, исходя из количества агрегатов главных циркуляционных насосов (ГЦН). Так ГЦН питается индивидуально – каждый от своей секции. Подобная структура позволяет организовать устойчивую работу блока АЭС при возможных повреждениях секций 10 кВ. Кроме того, в целях обеспечения безопасности объекта, при работе блока на

100 % мощности и потере одного ГЦН – мощность блока должна быть снижена на четверть. В тоже время, при одновременном отказе двух ГЦН блок должен быть остановлен.

Схема предусматривает возможность дистанционного переключения с рабочего на резервное питание с БПУ.

Резервирование питания секций 10 кВ СН нормальной эксплуатации осуществляется от двух групп резервных трансформаторов мощностью 2х80 МВМА каждая, напряжением 230/10,5-10,5 кВ.

От этих же резервных трансформаторов осуществляется резервирование секций 10 кВ общестанционной нагрузки.

Секции собственных нужд 0,4 кВ получают питание через трансформаторы 10/0,4 кВ, подключенные с высокой стороны к секциям 10 кВ. Трансформаторы сухие, мощностью 400-1600 кВ·А.

На каждый блок устанавливаются следующие секции 0,4 кВ:

- восемь секций 0,4 кВ для питания нагрузки нормальной эксплуатации блока;
 - две секции 0,4 кВ для питания нагревателей компенсатора давления;
 - две секции для питания нагрузки вспомогательного реакторного здания;
 - две взаиморезервируемые секции 0,4 кВ для питания приводов СУЗ.
- Переключение питания СУЗ с одной секции на другую осуществляется на щите СУЗ.

Для резервирования электропитания блочных секций 0,4 кВ, нагрузки нормальной эксплуатации предусматривается установка двух резервных трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 1600 кВ·А, запитываемых от общестанционных секций для 1-го блока и от 1-го блока для 2-го блока.

Секции 0,4 кВ выполнены в виде комплектных распределительных устройств. Шкафы комплектных устройств 0,4 кВ укомплектованы воздушными автоматическими выключателями, контакторами, установленными на выдвижных блоках. Электропитание потребителей

мощностью до 11 кВт, включая запорную и регулирующую арматуру, предусматривается от вторичных сборок, которые через АВР установленный на них подключаются к двум секциям 0,4 кВ, что обеспечивает более надежное питание электроарматуры.

Все двигатели в системе собственных нужд переменного тока приняты асинхронные с короткозамкнутым ротором.

При возникновении режима кратковременного снижения напряжения переменного тока – питание электроприводов СУЗ должно осуществляться постоянным током от аккумуляторных батарей 110 В.

Секции 10 кВ (BDE, BDF) резервируются общеблочным дизель-генератором мощностью 6,3 МВт.

Каждая секция 10 кВ, при этом, является запитывающим центром секций 0,4 кВ через трансформаторы собственных нужд 10 / 0,4 кВ.

В режиме обесточивания на АЭС работа дизель-генераторов осуществляется изолировано на выделенную нагрузку секций 10 кВ надежного электроснабжения нормальной эксплуатации. При этом, на трансформаторе (BGT23), питающем нагрузку I, II и III группы обогревателей компенсатора давления, отключается нагрузка III группы.

На обеих секциях 10 кВ надежного электроснабжения нормальной эксплуатации предусмотрен ступенчатый пуск нагрузок после запуска дизель-генератора.

Разрядная емкость аккумуляторных батарей рассчитана на один час работы батареи.

В соответствии с НП-001-97 (ОПБ-88/97), система надежного электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации относится к классу безопасности «З» и имеет классификационное обозначение «ЗН». Технические характеристики данного оборудования приведены в Приложении А.

Схема питания постоянного тока в условиях нормальной эксплуатации АЭС обеспечивает электроснабжение потребителей, которые относятся к машинному и реакторному отделениям. Она состоит из четырех аккумуляторных батарей по 220 В со щитами постоянного тока и выпрямителями, которые предназначены для заряда аккумуляторной батареи и инверторов. Предусматривается по два выпрямителя на каждую аккумуляторную батарею. Со стороны переменного тока выпрямители подключены к разным секциям 0,4 кВ надежного электроснабжения нормальной эксплуатации.

Две аккумуляторные батареи предназначены для питания инверторов АСУ ТП и две аккумуляторные батареи предназначены для обеспечения следующих нагрузок:

- оперативный постоянный ток РУСН-10 и КРУЗА-0,4 кВ;
- инверторы освещения;
- электромагниты машзала и турбины;
- маслосос турбины;
- возбуждение генератора;
- электромагниты подшипника ГЦН.

1.1.2 Технологические узлы энергопотребления систем внутреннего энергоснабжения АЭС

Основной отличительной чертой технологических процессов внутреннего энергоснабжения АЭС служат балансы мощности, которая вырабатывается и потребляется в единицу времени [136]. При текущем уровне развития оказывается невозможным запас значительной величины данного ресурса.

Поэтому, кроме подробного анализа распределительных структур транспорта электроэнергии и мощности, оказывается обоснованным

организация отслеживания в режиме реального времени узлов энергораспределения, к которым могут быть отнесены:

- распределительные сети (в т.ч. ЛЭП, ПС), находящиеся в диапазоне напряжений 110 / 35 / 6(10) / 0,4 кВ;
- группы приёмников (потребителей) мощности, характеризующиеся однотипными статическими характеристиками и одним (смежными) технологическими процессами, в рамках которых они функционируют.

В ходе исследований динамической устойчивости Нововоронежского энергоузла рассмотрены нормативные аварийные возмущения II и III группы в нормальной и ремонтных схемах. Согласно «Методическим указаниям по устойчивости энергосистем» в качестве нормативных возмущений II группы рассмотрены отключения отходящих от НВАЭС-2 ВЛ 500 кВ основными защитами при двухфазных КЗ на землю с неуспешным ТАПВ. В качестве возмущений III группы рассматривались однофазные и двухфазные КЗ на землю с отказом выключателей и последующим действием УРОВ при нормальной конфигурации сети.

Таблица 1.1 – Диапазоны значений коэффициентов запаса по активной мощности во внешнем сечении Нововоронежского энергоузла

Этап	Условия работы с ЭС Украины	Режим	Нормальная и ремонтные схемы, %	Послеаварийные схемы, %
Ввод блока №1	Параллельная	Зимний максимум	39-45	31-44
		Летний минимум	43-48	34-48
	Раздельная	Зимний максимум	31-40	19-35
		Летний минимум	30-40	13-38
Ввод блока №2	Параллельная	Зимний максимум	38-46	32-45
		Летний минимум	35-45	27-44
	Раздельная	Зимний максимум	27-38	17-37
		Летний минимум	28-39	19-39

Вывод блоков №3 и №4	Параллельная	Зимний максимум	48-51	36-49
		Летний минимум	45-50	32-48
	Раздельная	Зимний максимум	40-44	23-42
		Летний минимум	38-43	20-40

Исследования динамической устойчивости, выполненные ОАО «Энергосетьпроект» для условий работы агрегатов НВАЭС-2 как параллельно с энергосистемой Украины, так и раздельно, на рассмотренные этапы развития Нововоронежского генерирующего узла, показали, что:

При двухфазных коротких замыканиях на землю на отходящих от станции ВЛ 500 кВ, отключаемых основными защитами, динамическая устойчивость генераторов НВАЭС-2 и НВАЭС сохраняется как в нормальной, так и в ремонтных схемах сети.

Отключение ВЛ 500 кВ основными защитами при однофазных КЗ с неуспешным ОАПВ и при двухфазных КЗ на землю с неуспешным ТАПВ не вызывает нарушения динамической устойчивости генераторов НВАЭС-2 и НВАЭС как в нормальной, так и в ремонтных схемах.

Двухфазные КЗ на землю с отказом выключателя и последующим действием УРОВ (при нормативном времени отключения выключателя 0,12 с и времени действия УРОВ 0,4 с) приводят к нарушению динамической устойчивости генераторов НВАЭС-2 и НВАЭС.

Согласно расчетам ОАО «Энергосетьпроект» сохранение динамической устойчивости при двухфазном КЗ на землю с отказом выключателя, без ограничения выдаваемой активной мощности Нововоронежским генерирующим узлом, возможно, если время срабатывания основных защит составляет не более 0,03-0,04 с, время отключения выключателя не превышает 0,036 с и суммарное время ликвидации повреждения с учетом срабатывания УРОВ составляет не более 0,16 с. Полученные результаты ОАО «Энергосетьпроект» рекомендует учесть при выборе типов коммутационного оборудования и

быстродействующей микропроцессорной релейной защиты. Однако по имеющимся у нас сведениям это требование невыполнимо.

Для облегчения требований к выбору оборудования ОАО «Энергосетьпроект» предлагает применение на блоках №1 и №2 НВАЭС-2 и №5 НВАЭС кратковременной (импульсной) разгрузки турбин (КРТ, ИРТ). В случае применения КРТ (ИРТ) динамическая устойчивость после двухфазного КЗ на землю с отказом выключателя сохраняется и при времени действия УРОВ равном 0,3 с (что по первым представлениям осуществимо).

Без реализации предложенных рекомендаций по условиям сохранения динамической устойчивости потребуются введение ограничений мощности, выдаваемой агрегатами НВАЭС-2 и НВАЭС, в исходном нормальном режиме. Согласно проведенным расчетам суммарная выдаваемая активная мощность Нововоронежского генерирующего узла не должна превышать 60-75 % (в зависимости от этапа развития, режима и условий работы с энергосистемой Украины) от номинальной.

Избытки мощности, которые возникнут в случае отказа от строительства Воронежского электрометаллургического завода в Воронежской энергосистеме, могут быть выданы в прилегающие энергосистемы без проведения дополнительного сетевого строительства.

В соответствии с картами районирования ПУЭ (все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7) территория сооружения НВАЭС-2 и участок захода ВЛ 220-500 кВ на НВАЭС-2 расположены во II районе по ветру, в III районе по гололеду и относятся к району с первой степенью загрязнения. Ветровое давление, определённое в соответствии с нормативными требованиями при 10-минутном интервале расчёта и осреднении скорости ветра на высоте 10 м над поверхностью земли составляет 500 Па, а нормативная толщина стенки гололеда плотностью 0,9 г/см³ равна 20 мм. Приведенные данные соответствуют отчету «Инженерные изыскания по трассам заходов ВЛ 220-500 кВ НВАЭС-2 и коридорам переноса

существующих ВЛ 110, 220 и 500 кВ», выполненному ОАО «Атомэнергoproject» и выпущенному в 2007 году.

1.1.3 Тенденции развития систем Smart Grid в условиях внутреннего энергоснабжения АЭС

Рассмотрим основные векторы развития «умных систем» – Smart Grid в условиях внутреннего энергоснабжения АЭС

По требованиям, предъявляемым к перерывам электроснабжения, все потребители разделяются на первую, вторую и третью группы.

Наиболее требовательными к качеству электроснабжения являются потребители первой группы, для которых должны соблюдаться следующие параметры:

- допустимое отклонение частоты $\pm 1 \%$;
- допустимое отклонение напряжения $+10\%, -15\%$;
- допустимый перерыв в электроснабжении не более 20 мс;
- допустимое искажение формы кривой напряжения (коэффициент синусоидальности) не более 5 %;
- не допускается одновременное исчезновение напряжения более чем на одном источнике из трех, от которых осуществляется электроснабжение потребителей данной группы.

Стоит отметить, что основными потребителями второй группы по показателю непрерывности снабжения энергоресурсами являются двигатели.

Данные электромеханические преобразователи задействованы в системах безопасности – в частности асинхронные с короткозамкнутым ротором. Двигатели допускают работу при изменении напряжения в питающей сети $\pm 10 \%$ от номинального значения, а также изменения частоты $\pm 2,5 \%$ номинала. При этом, одновременное отклонение напряжения и

частоты при сумме абсолютных значений отклонений, не должно превышать 10 %, если отклонение частоты не превышает нормы.

Электромеханические преобразователи (двигатели) обеспечивают разворот механической части насосного оборудования при снижении напряжения при пуске до 80 % (ГЦН до 75%) и при самозапуске до 60 %.

Все двигатели рассчитаны на пуск при 110 % и 80 % номинального напряжения двигателя; допускают два пуска из холодного и один пуск из горячего состояния без теплового повреждения двигателя.

Объектом приложения средств интеллектуализации СКУ ЭЧ является электротехническое оборудование энергоблока АЭС и его собственных нужд:

- генератор, выключатель и разъединитель 24 кВ генератора;
- повышающий блочный трансформатор 500/24-24кВ;
- рабочие трансформаторы 24/10-10 кВ собственных нужд;
- секции и питающие элементы собственных нужд 10 кВ СНЭ и САЭ;
- секции, сборки и питающие элементы собственных нужд 0,4 кВ СНЭ;
- электродвигатели собственных нужд 10 кВ СНЭ и САЭ;
- общеклочные дизель-генераторы 10 кВ;
- инверторы.

К питающим элементам относится электротехническое оборудование, посредством которого осуществляется электроснабжение потребителей собственных нужд - технологического оборудования и средств автоматизации.

Структура питающих элементов следующая:

- трансформаторы, линии питания и перемычки, включая соответствующие коммутационные аппараты;
- потребители (питаемые элементы), включая соответствующие коммутационные аппараты.

Функции дистанционного управления должны быть реализованы в СКУ ЭЧ для следующего оборудования:

- выключатель и разъединитель 24 кВ генератора;
- коммутационные аппараты питающих элементов собственных нужд 10 кВ и 0.4 кВ СНЭ, исключая управляемые по месту или с местных щитов управления (МЩУ);

- выключатели общешлюзовых дизель-генераторов 10 кВ.

В СКУ ЭЧ должны быть реализованы:

- контроль и дистанционное управление синхронизацией и возбуждением генератора;

- контроль и дистанционное управление РПН рабочих трансформаторов собственных нужд 24/10-10 кВ;

- дистанционное управление режимом АВР секций 10 и 0,4 кВ;

- контроль систем охлаждения рабочих трансформаторов собственных нужд 24/10-10 кВ и блочного трансформатора;

- контроль работы автоматики ступенчатого пуска (АСИ).

Информационные функции СКУ ЭЧ в части электротехнического оборудования 10 кВ СЛЭ обеспечиваются посредством цифровых интерфейсов микропроцессорных устройств релейной защиты (МНРЗ) САЭ в объеме информации, предоставляемой МНРЗ.

Согласно результатам исследований [62, 34,13,14,21] в открытых источниках публичных компаний, региональные и локальные ЭЭС (к которым относится рассматриваемая сеть внутреннего энергоснабжения АЭС) проблемны в следующих аспектах:

- существенное устаревание и амортизация основного оборудования (автотрансформаторы, средства регулирования) – оценочно выше 70 %;

- низкая оптимизация режимов функционирования подобных систем;

- недостаточный учёт параметров узлов энергопотребления, что отражается в низкой точности прогнозирования графиков энергонагрузки;

- значительная энергоёмкость производства, заключающаяся в неоптимальном распределении потоков электрической энергии и мощности.

Комплексный подход в решении обозначенных проблем заключается в переходе от существующих структур энергораспределения и потребления к сетевым элементам, построенным на основе подхода Smart Grid (SG). Главной чертой подобных образований является высокая адаптивность в части оптимизации нескольких ключевых параметров, в качестве которых могут быть рассмотрены: величина потерь энергоресурсов; качество перетоков электрической энергии и мощности; капитальные затраты на модернизацию существующих объектов.

Технология SG может быть охарактеризована следующими реперными точками:

- существенно адаптивная модель совместного функционирования отдельных элементов ЭЭС в режиме онлайн;
- комплексный учёт и анализ элементов распределения и потребления энергоресурсов;
- автоматизация более 75 % элементов, входящих в структуру подобных технологических образований;
- организация устойчивого баланса генерации, транспорта и потребления энергоресурсов средствами систем управления в автоматическом и автоматизированном режимах.

Для систем, проектируемых по технологии SG, обязательным условием реализации является наличие активных управляемых элементов корректировки параметров электроэнергетических систем: автотрансформаторное оборудование, реклоузеры, низковольтные автоматические переключатели. Кроме того, важнейшим условием существования подобных систем является наличие автоматических систем контроля и анализа распределения энергоресурсов в режиме реального времени. Единство отмеченных требований к структурам, отвечающим требованиям технологии SG, возможно к реализации в рамках повышения интеллектуализации (как на аппаратном, так и на программном уровне)

аппаратно-программных комплексов автоматизированных систем диспетчерского управления энергоснабжением (АСДУЭ).

В ходе проведённого анализа источников, был выявлен ряд методов, которые позволяют решить отмеченную задачу [33,85,91]:

- выборочной модернизацией ключевых элементов систем распределения и потребления энергоресурсов;
- введение допущений о достаточно строгой детерминированности параметров ЭЭС и их последующая оптимизация посредством регрессионных моделей;
- реализация подходов стохастической оптимизации;
- многокритериальная оптимизация на основе принципа Беллмана – Заде;
- внедрение подходов и элементов искусственного интеллекта: ИНС, ННС.

Отдельного внимания в процессе перехода к SG структурам заслуживает применение в качестве базового метода интеллектуализации подходов ННС, которые объединяют в себе преимущества нечёткой логики и нейронных сетей. При этом, возможно достижение следующих целевых показателей:

- существенно более качественный анализ принципиально слабоформализуемых факторов (нагрузки узлов собственного потребления энергоресурсов) в задачах оптимизации;
- достижение высоких точностных показателей прогнозирования (минимальные ошибки в системах внутреннего электроснабжения АЭС);
- адаптивность подобных структур как к изменению состава объектов распределения, так и к настройке их параметров.

Также существенным аргументом, позволяющим рассматривать ННС в качестве базы для интеллектуализации систем энергоснабжения собственных нужд НВ АЭС является тот факт, что локальные ЭЭС имеют слабую степень комплексности проведения модернизации (она затрагивает отдельные

элементы без постановки приоритетной задачи многокритериальной оптимизации функционирования).

1.2 Структура автоматизированной системы диспетчерского управления внутренним энергораспределением АЭС

В настоящее время, в рамках рыночных условий функционирования, системы внутреннего энергоснабжения АЭС (как и прочих локальных ЭЭС) претерпели существенные изменения, что связано с возникновением точек учёта на границе различных субъектов рынка электроэнергии и мощности; существенно усложнился непрерывный технологический процесс генерации – передачи – потребления энергоресурсов [90,91].

Неразрывность отмеченного процесса в самом предельном случае требует организации аналогичной (непрерывной) оплаты за поставленные и потреблённые ресурсы. Подобное обстоятельство обусловлено следующими факторами:

- потребности генерирующих объектов в постоянном запасе топлива для организации выдачи перетоков электроэнергии и мощности в режиме реального времени под нужды конечных потребителей;
- технологический потери электроэнергии (мощности) при осуществлении процесса распределения энергоресурсов.

Для приемлемого решения отмеченных нюансов требуется создание АСДУЭ с высокой степенью интеллектуализации с целью достижения максимально возможной оптимизации технологического процесса (соблюдение баланса между запросов конечных потребителей и выработкой генерирующего оборудования).

Классическая обобщённая функциональная схема АСДУЭ представлена на рисунке 1.1. Она состоит из 4 блоков, которые позволяют осуществлять регулирование параметрами систем внутреннего

энергоснабжения АЭС в режиме реального времени.



Рисунок 1.1 – Обобщённая функциональная схема АСДУЭ

Технические средства, обеспечивающие сбор данных о текущем состоянии ЭЭС – элементы АСКУЭ должны осуществлять оперативную передачу показаний в диспетчерские пункты РДУ и ОДУ, а также осуществлять первичный анализ векторов энергоресурсов в режиме реального времени «по месту» - непосредственно в узлах энергопотребления (на пультовых крупных участниках узлов энергопотребления).

Потребность централизованного управления существует ввиду факта значительно изменяющейся суточной загрузки узлов энергопотребления, что должно быть учтено в режиме работы АЭС и ТЭС с целью своевременного обеспечения оперативного запаса.

В целях организации непрерывных и связанных между собой процессов измерения, сбора, хранения и последующей передачи информации в заданные каналы связи в АСДУЭ используются следующие аппаратные решения:

– приборы учёта энергоресурсов, а также преобразовательные датчики, которые обеспечивают измерение электрической энергии и мощности с

заданной точностью, а также позволяют осуществлять преобразование измеренных сигналов в удобном виде (интерфейсе);

- устройства сбора, преобразования и передачи данных (УСПД) – элементы, позволяющие осуществлять централизованный сбор, обработку, первичный анализ, хранение и передачу информации, а также обеспечивающие управление групп приборов учёта на самом низком уровне;

- элементы передачи информации: каналы связи, модемное оборудование, локальные сети, оптические и радиоканалы.

- средства серверной поддержки и организации рабочих мест диспетчерского состава на различных уровнях организации АСДУЭ [85,90,125].

Анализ действующих структурных элементов АСДУЭ систем внутреннего энергоснабжения НВ АЭС позволил выявить ряд существенных недостатков, которые заключаются в следующем [32]:

- низкий (недостаточный) класс точности измерительных трансформаторов тока в отдельных элементах высоковольтной сети; сложности метрологической поверки данного оборудования с течением срока эксплуатации;

- недостаточная точность приборов учёта энергоресурсов, функционирующих в настоящее время в локальных системах электроснабжения;

- сложности в организации балансов выработки и потребления энергоресурсов, в частности – широкое распространение ручного съёма показаний учёта, что не позволяет их использовать в режиме онлайн;

- человеческий фактор (ошибки и целенаправленные факты хищения энергоресурсов);

- отсутствие комплексного учёта влияния слауоформализуемых факторов на работу АСДУЭ.

Система АСДУЭ внутренним энергораспределением АЭС в качестве базового элемента использует СКУ ЭЧ, которая имеет трёхуровневую

структуру, приведённую в таблице 2 и рисунке 2.

Таблица 1.2 – Перечень оборудования, входящего в состав СКУ ЭЧ

Уровень системы	Оборудование
Верхний	Рабочая станция СКУ ЭЧ комплектно с принтером
Средний	Шкафы сетевого оборудования верхнего уровня
	Сервер СКУ ЭЧ
	Сервер сбора осциллограмм
	Центральный управляющий центр
	Шлюз сопряжения сигналов
Нижний	Серверное оборудование нижнего уровня

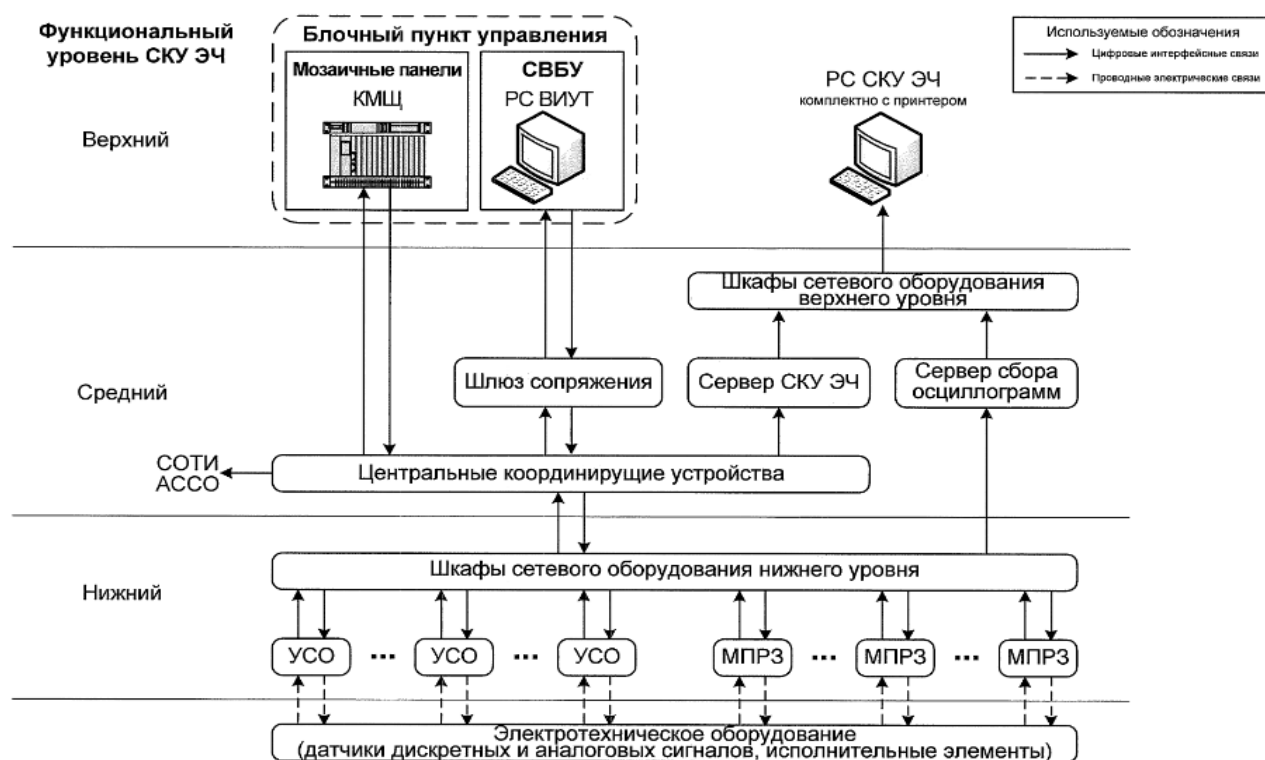


Рисунок 1.2 – Структурная схема СКУ ЭЧ

Верхний функциональный уровень системы должен был образован техническими средствами контроля и управления, а также печатающими устройствами для документирования информации:

- мозаичными панелями;
- рабочими станциями;

– принтерами.

Мозаичные панели предназначены для предоставления оперативному персоналу информации и формирования им команд дистанционного управления посредством мозаичных элементов. Работа мозаичных элементов, в том числе осуществляющих отображение аналоговых параметров, и их взаимодействие с устройствами среднего уровня системы, должны обеспечиваться контроллерами мозаичного щита (КМЩ), входящими в состав мозаичных панелей. КМЩ должны реализовывать:

- обмен сигналами (дискретными и аналоговыми) и командами дистанционного управления со средним уровнем системы с помощью цифровых каналов обмена информацией;

- обмен командами дистанционного управления и сервисными командами (квитирование, подтверждение и т.д.) с мозаичными элементами индикации;

- логическую обработку сигналов, команд дистанционного управления и сервисных команд в соответствии с алгоритмами представления информации и управления с мозаичных панелей.

Рабочие станции предназначены для предоставления оперативному и обслуживающему персоналу информации и формирования оперативным персоналом команд дистанционного управления посредством видеомониторов:

- РС ВИУ1 - для оперативного персонала;

- РС СКУ ЭЧ - для обслуживающего персонала.

Организация обмена информацией, а также команд дистанционного управления РС с устройствами среднего уровня должен осуществляться с помощью цифровых каналов обмена информацией.

Функционирование РС, входящих в состав СВБУ, должно обеспечиваться средствами СВБУ. Дистанционное управление с РС СКУ ЭЧ не предусмотрено.

РС СКУ ЭЧ и применяемые в них SCADA-системы должны

функционировать в качестве клиентов по технологии клиент-сервер на базе ТСР/IP.

Средний функциональный уровень системы должен был образован:

- комплектом центральных управляющих центров;
- шлюзом сопряжения с СВБУ;
- сервером СКУ ЭЧ;
- сервером сбора осциллограмм;
- шкафами сетевого оборудования верхнего уровня.

Нижний функциональный уровень системы должен был образован:

- УСО;
- устройствами МІ 1РЗ;
- шкафами сетевого оборудования нижнего уровня.

УСО должны применяться для реализации следующих функций:

- ввод и первичная обработка сигналов, принимаемых от электротехнического оборудования;
- выдача команд дистанционного управления на электротехническое оборудование;
- обработка сигналов и команд дистанционного управления, в том числе логическая;
- организация обмена информацией, а также командами дистанционного управления с устройствами среднего уровня (через шкафы сетевого оборудования нижнего уровня).

Точность поддержания единого времени в системе должна быть не хуже 10 мс. Под точностью поддержания единого времени понимается максимально возможное рассогласование времени между шлюзом сопряжения и любым из ПТС, выполняющим функцию поддержания единого времени.

Обобщение задач, реализуемых посредством СКУ ЭЧ приведены в виде блок-схемы на рисунке 3.



Рисунок 1.3 – Блок-схема задач, решаемых оборудованием SKU ЭЧ

SKU ЭЧ имеет функционал взаимодействия со смежными системами в рамках выполнения вспомогательных функций, в частности, СОТИ АССО, в части передачи технологической информации системному оператору.

Результатом работы функции должны являться данные, передаваемые в смежные системы или принимаемые от них. В случае использования цифровых каналов передачи данных SKU ЭЧ должна осуществлять присвоение меток времени передаваемым сигналам.

При передаче дискретных и аналоговых сигналов в смежные системы должны быть предприняты меры по исключению передачи недостоверных значений без указания факта недостоверности.

В СОТИ АССО должна передаваться информация, предназначенная для передачи системному оператору. Важным компонентом SKU ЭЧ является система автоматического сбора, хранения, представления

информации о текущем состоянии технологических объектов управления (ТОУ), а также элементы автоматизированного дистанционного формирования команд управления механизмами ТОУ по алгоритмам, которые организованы в низкоуровневых ПТК АСУ ТП – СВБУ.

Данная структура выполняет следующие функции:

- централизованный контроль, а также отображение данных по энергоблоку;
- управление исполнительным оборудованием систем нормальной эксплуатации энергоблока, а также оборудованием, которое совмещает функции НЭ и безопасности;
- подстройка и корректировки в АСУ ТП;
- организация обмена данными между элементами системы;
- функционально-группового управления оборудованием технологических систем;
- перенастройки и изменений в АСУ ТП в объеме, предусмотренном техническим проектом АСУ ТП;
- получения необходимой информации сменным персоналом;
- обмена информацией АСУ ТП с общестанционным уровнем.

СВБУ принимает и отображает информацию от всех систем АСУ ТП, а также обеспечивает обмен информацией со смежными системами (общестанционной АСУ и т.д.). Каждое информационное сообщение о событии на экране видеомонитора должно сопровождаться указанием времени появления события и категории важности.

Установлены максимальные критичные значения по времени функционирования отдельных элементов системы в рамках НВ АЭС:

- задержка в канале передачи данных от системы низкого уровня в СВБУ – не более 1,2 с.;
- время обновления параметров состояния элементов на экране оператора – не более 1,2 с.;
- время на смену мнемосхемы на экране оператора – не более 1,5 с.

На рисунке 4 приведена структурная схема СВБУ. Схема разработана на основании технических требований к структуре АСУ ТП, подсистемам, программно-техническому комплексу и техническим средствам.

Указанная выше схема базируется на следующих основных положениях:

- с целью повышения структурной надежности всей схемы в ЛВС СВБУ через специальный шлюз выделена секция для обеспечения контроля и управления реакторной установкой и системами безопасности (ЛВС РУ). ЛВС РУ служит, в том числе, для управления оборудованием систем безопасности, выполняющем функции нормальной эксплуатации, а также контроль и управление ОР СУЗ. Одна из основных функций специального шлюза, разделяющего всю структурную схему СВБУ на две части – обеспечение независимости ЛВС РУ от неисправностей в ЛВС УСНЭ;

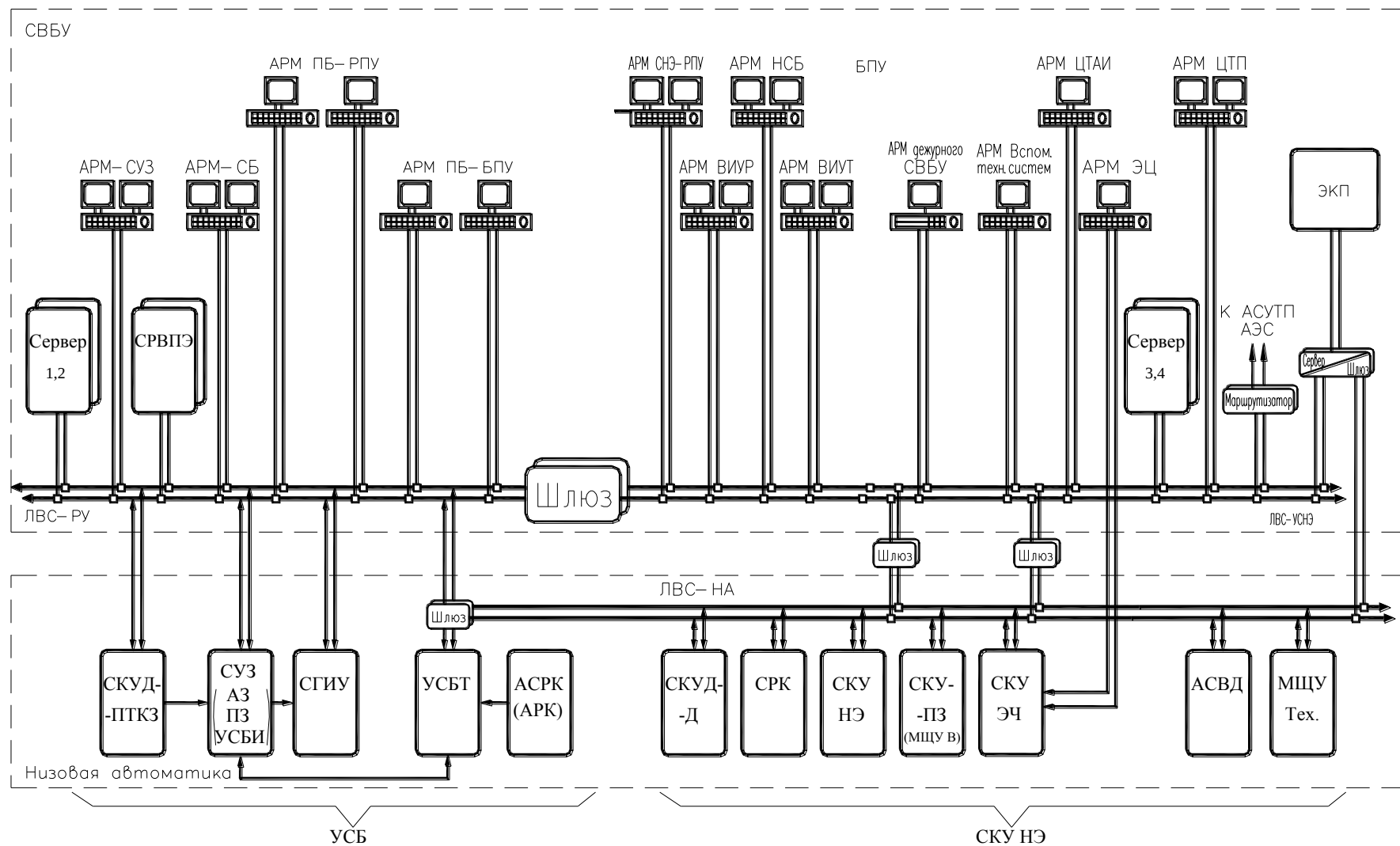


Рисунок 1.4 – Структурная схема СВБУ

– для обеспечения выдачи информации по технологическим параметрам из каналов безопасности в УСНЭ, обмена сигналами между средствами низовой автоматики и сбора информации для выдачи в СВБУ и ЭКП предусматривается локальная вычислительная сеть нижней автоматики - ЛВС НА. Так как ЛВС НА не входит в состав СВБУ, то на приведенной схеме показана только связь между СВБУ и ЛВС НА. К этой же сети подключены инженерная станция и АРМ ЦТАИ, на котором представляется информация по результатам диагностики средств автоматизации АСУ ТП (в состав СВБУ не входят).

В соответствии с приведенной схемой к ЛВС УСНЭ подключено:

- рабочее место оператора реакторного отделения (2 станции);
- рабочее место оператора контура контроля и управления турбинным отделением;
- АРМ ЭЧ, одна 2-хдисплейная РС для контроля и управления системами электрической части энергоблока;
- АРМ НСБ, две 2-хдисплейные РС для рабочего места НСБ;
- АРМ НК, две 2-хдисплейные РС для контроля и управления вспомогательными системами энергоблока в неоперативном контуре БПУ;
- АРМ СНЭ РПУ, две 2-хдисплейные РС для контроля и управления системами нормальной эксплуатации энергоблока при работе оператора на РПУ;
- АРМ ЦТАИ, одна 2-хдисплейная РС;
- АРМ СВБУ, одна 2-хдисплейная РС;
- АРМ ЦТП, две 2-хдисплейные РС;
- маршрутизатор для выхода в ЛВС АЭС;
- АТПС (архиватор с тайм-сервером);
- ЭКП;
- серверы ЛВС УСНЭ;
- СГИУ;
- СКУД (ПТК-Д);
- СРК;

- УСНЭ;
- СКУ ПЗ.

В состав СВБУ входит прикладное программное обеспечение (ППО), специальное программное обеспечение (СПО), рабочее программное обеспечение (РПО), рабочие базы данных (РБД).

Коммутационное оборудование СВБУ должна быть рассчитано на подключение до 60 абонентов, включая абонентов для проведения пуско-наладочных работ.

1.3 Методы моделирования и анализа распределительных объектов внутреннего энергоснабжения АЭС

Как было отмечено выше, важной особенностью систем внутреннего энергоснабжения является непрерывность баланса между поступающим и потребляемым потоком электроэнергии и мощности. При этом, важным методом, позволяющим получать количественную оценку и осуществлять моделирование и последующий анализ подобных систем, является подход расчёта статических характеристик нагрузки (СХН).

Так, в общем виде, задачу определения параметров установившегося режима в локальных ЭЭС корректно представить с помощью определения значений модулей и фаз напряжения U_i и θ_i в каждом i -м узле, при которых выполняются следующие балансовые ограничения распределения энергоресурсов:

$$\begin{cases} \sum_i P_{ei} + \sum_i P_{ni} + \sum_i \Delta W_i + \sum_j P_{ej} = 0; \\ \sum_i Q_{ei} + \sum_i Q_{ni} + \sum_i \Delta q_i + \sum_j Q_{ej} = 0, \end{cases} \quad (1.1)$$

где $\sum_i P_{zi}, \sum_i Q_{zi}$ - суммы поступивших в i -ый узел активных и реактивных векторов мощности;

$\sum_i P_{ni}, \sum_i Q_{ni}$ - суммы потреблённой в узле нагрузке активной и реактивной мощности;

$\sum_j P_{zj}, \sum_j Q_{zj}$ - суммы активной и реактивной мощности, поступающих из смежных узлов;

$\sum_i \Delta W_i$ - суммы потерь активной мощности i -го узла;

$\sum_i \Delta q_i$ - изменение режима нагрузки и распределения перетоков мощности в рассматриваемом узле.

При этом, процедура расчёта модулей и фаз напряжения в системах внутреннего энергоснабжения АЭС может быть сведена к решению существенно нелинейной системы уравнений в ходе преобразования (1.1) к виду:

$$\begin{cases} P(U) - T_p(U, \theta) = 0; \\ Q(U) - R_p(U, \theta) = 0, \end{cases} \quad (1.2)$$

где $T_p(U, \theta)$ и $R_p(U, \theta)$ – правые части следующих уравнений:

$$\begin{cases} P_i = \sum_j U_i U_j [g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)]; \\ Q_i = \sum_j U_i U_j [g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)], \end{cases} \quad (1.3)$$

где g_{ij}, b_{ij} – действительная и мнимая части (i, j) -го элемента комплексной матрицы узловых проводимостей.

Подобная организация расчётной схемы предполагает формирование изначального задания вектора мощности как постоянной величины, так и переменной, которая зависит от функционала относительно i -го узла ЭЭС.

СХН могут быть представлены выражениями вида:

$$\begin{cases} P(U) = \sum_{i=1}^k \alpha_i P_i(U) + \alpha_\pi \Delta P(U); \\ Q(U) = \sum_{i=1}^k \beta_i Q_i(U) + \beta_\pi \Delta Q(U); \end{cases} \quad (1.4)$$

где $P(U)$, $Q(U)$ – СХН по напряжению для векторов перетоков активной, а также реактивной мощности систем внутреннего энергоснабжения АЭС;

$P_i(U)$, Q_i – СХН по напряжению для типовых элементов (групп) конечных потребителей энергоресурсов;

$\Delta P(U)$, $\Delta Q(U)$ – зависимость потерь активной и реактивной мощности от вектора напряжения;

α_i , α_π , β_i , β_π – весовые коэффициенты, которые характеризуют состав типовых элементов (групп) конечных потребителей энергоресурсов.

Для практических расчётов применяются описание СХН в виде полинома второй степени, отражённое в следующей системе:

$$\begin{cases} P(U) = P_{ном}(U) \left[a_0 + a_1 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + a_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 + \xi_P(U) \right]; \\ Q(U) = Q_{ном}(U) \left[b_0 + b_1 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + b_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 + \xi_Q(U) \right]; \end{cases} \quad (1.5)$$

где $P_{ном}(U)$, $Q_{ном}(U)$ – СХН по напряжению для перетоков векторов активной и реактивной мощности в системах внутреннего энергоснабжения АЭС в номинальном режиме;

$\xi_p(U), \xi_Q(U)$ – зависимость активной и реактивной составляющих от слабоформализуемых параметров;

$a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2$ – коэффициенты расчётной модели.

Точность функционирования полученных таким образом моделей проверяется с помощью критерия Фишера, в рамках которой рассчитывается остаточная дисперсия:

$$D_{ост}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y}_i)^2}{n - p - 1}; \quad (1.6)$$

где $D_{ост}^2$ – остаточная дисперсия;

Y_i – данные о снятых показаниях энергоресурсов;

$\bar{Y}_i$ – прогноз динамики распределения энергоресурсов в будущих периодах (временных срезах);

n – число расчётных проходов;

p – количество регрессоров модели.

Следом осуществляется нахождение среднего дисперсии:

$$D_{cp}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i^2 - \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n Y_i \right)^2}{n - 1}; \quad (1.7)$$

При этом, коэффициент Фишера может быть определён как:

$$F_p = \frac{D_{cp}^2}{D_{ост}^2}. \quad (1.8)$$

Полученный таким образом показатель подвергают сравнительному анализу с БД существующей (базовой) модели систем внутреннего энергоснабжения АЭС, после чего делают вывод о качестве полученного прогноза. В частности, интересны те настройки, при которых модель даёт предсказания лучше среднего значения реальных измерений.

Корреляции зависимой переменной и суммы влияющих воздействий можно хорошо оценить с помощью соответствующего коэффициента:

$$R = \sqrt{1 - \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{S}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{S})^2}}; \quad (1.9)$$

где $\bar{S}$ - среднее значение потребления энергоресурсов по анализируемому регрессионному полиному при определённом наборе влияющих факторов.

Чем ближе значение R^2 к единице, тем лучше регрессия описывает зависимость между объясняющими и зависимыми переменными.

1.4 Методы искусственного интеллекта в автоматизированной системе управления внутренним энергоснабжением АЭС

В данной работе в качестве базовых элементов интеллектуализации функционирования локальных АСДУЭ рассматриваются структуры ИНС и ННС. При этом, детерминированная часть АСДУЭ описывается в максимально развёрнутом виде посредством линейных моделей, а воздействие слабоформализованных параметров учитывается нелинейными моделями с высокими прогностическими свойствами, а также развитым аппаратом параметрической оценки [27].

Модели на основе ННС естественным образом (благодаря самой своей структуре) функционируют в условиях подобной комбинированной оценки распределённых технологических процессов

Искусственная нейронная сеть (ИНС) – модель [130,131], которая сформирована на основе элементарных вычислителей – нейронов, обладающих, с одной стороны, – простотой реализации; с другой – высокой адаптивностью. Основной отличительной особенностью ИНС является параллельная обработка сигналов множеством подобных (отмеченных выше) элементарных вычислителей. При этом, наблюдается высокая устойчивость подобных систем к влиянию внешних возмущающих факторов.

Выход нейрона определяется функцией состояния, называемой также активационной (пороговой). Она может иметь различный вид. В наиболее общем случае эта функция описывается выражением:

$$\text{sign}(g) = \begin{cases} b, & \text{если } g < 0; \\ c, & \text{если } g \geq 0, \end{cases} \quad (1.10),$$

где b, c - некоторые конструктивные постоянные.

Математическая модель одиночного нейрона (рисунок 5) с пороговой функцией активации может быть представлена посредством выражения:

$$y_k(t) = \text{sign}(g(t)) = \text{sign} \sum_{i=1}^n (w_i x_i(t) + b_k), \quad (1.14)$$

где w_i – коэффициент влияния или вес алияния i -того нейрона;

b_k – начальное состояние i -го нейрона;

x_i – входы нейрона, $i=1,2,3,\dots$;

n – общее количество нейронов сети;

$sign(g)$ – особая активационная функция.

По типу построения структуры ИНС классифицируются на однослойные и многослойные. Первый тип сетей образуется нейронами, которые организованы либо «каждый с каждым» - для полносвязных систем; либо – определённым регулярным образом – для сетей с заданной степенью и особенностями регулярности.

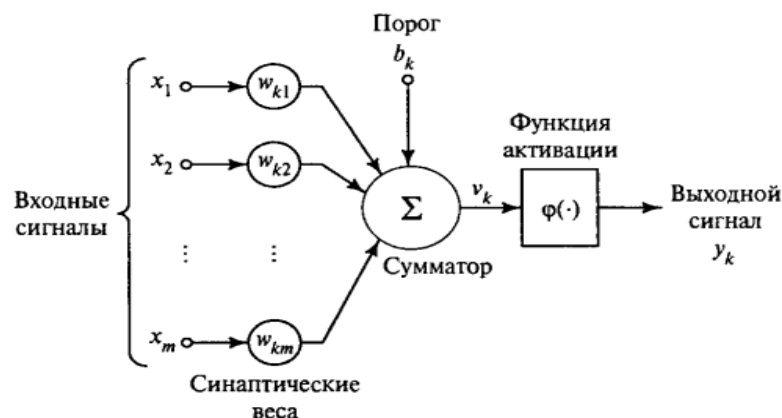


Рисунок 1.5 – Упрощённая математическая модель нейрона

Многослойные ИНС конструируются из отдельных слоёв, которые связываются друг с другом по определённым зависимостям. Теория нейросетей принципиально не ограничивает количество отдельных нейронов в каждом слое [40,101], однако, на практике, ввиду конкретных потребностей (сложностей задачи) и необходимости нахождения компромисса между затратами вычислительных мощностей и полученным результатом - количество нейронов в каждом слое конечно (от нескольких единиц до нескольких сотен тысяч).

Пространственная структура ИНС может быть плоскостной или трёхмерной. По показателю связи между слоями, сети делятся на следующие виды:

– прямые;

- перекрёстные;
- с наличием обратных связей (отрицательных и положительных);
- с латеральными (боковыми) связями.

Нечёткие нейронные сети (ННС) – являются гибридным методом, позволяющим использовать в качестве расчётного ядра ИНС и гибко работать с векторами входных и выходных параметров.

Главным фактором, который позволяет эффективно использовать ИНС/ННС к развитию элементов в рамках концепции SG, является параллельная обработка большого массива данных с существенным наличием слабоформализуемых факторов, а также получение анализа на основе подобной обработки.

ИНС/ННС содержат в своей структуре выходной сигнал - $y_k(n)$, в пределе он должен быть равен желаемому управляющему выходу: $r_k(n)$.

Тогда основным показателем эффективности ИНС/ННС будет величина ошибки функционирования – $e_k(n)$, определяемая как:

$$e_k(n) = r_k(n) - y_k(n). \quad (1.15)$$

В соответствии с величиной ошибки происходит обучение ИНС посредством последовательной настройки синаптических весов. При этом, основным критерием качества является достижение (или приближение) выполнения предела: $e_k(n) \rightarrow 0$.

В самом простом случае обучение ИНС сводится к выражению вида:

$$\Delta w_{kj}(n) = \eta y_k(n) x_j(n), \quad (1.16)$$

где η - положительная константа, определяющая скорость обучения.

От того, насколько качественно обучена ИНС/ННС напрямую зависит качество итоговой системы управления как по показателю быстродействия, так и основному параметру – точности функционирования элементов АСДУЭ. На этапе обучения наиболее активно реализуются два подхода: подбора весовых коэффициентов и время обучения. Как правило, эти два параметра связаны обратной зависимостью и их приходится выбирать на основе компромисса [5].

Опишем обобщённо топологию АСДУЭ внутреннего энергопотребления АЭС с учётом взаимосвязанных элементов генерации – транспорт – потребления энергоресурсов – рисунок 1.6.

Иерархически подобная структура может быть условно представлена в нейросетевом базисе как часть, отвечающая за моделирование элементов генерации и передачи энергоресурсов (рисунок 1.6, а), а также потребления электроэнергии и мощности (рисунок 1.6, б).

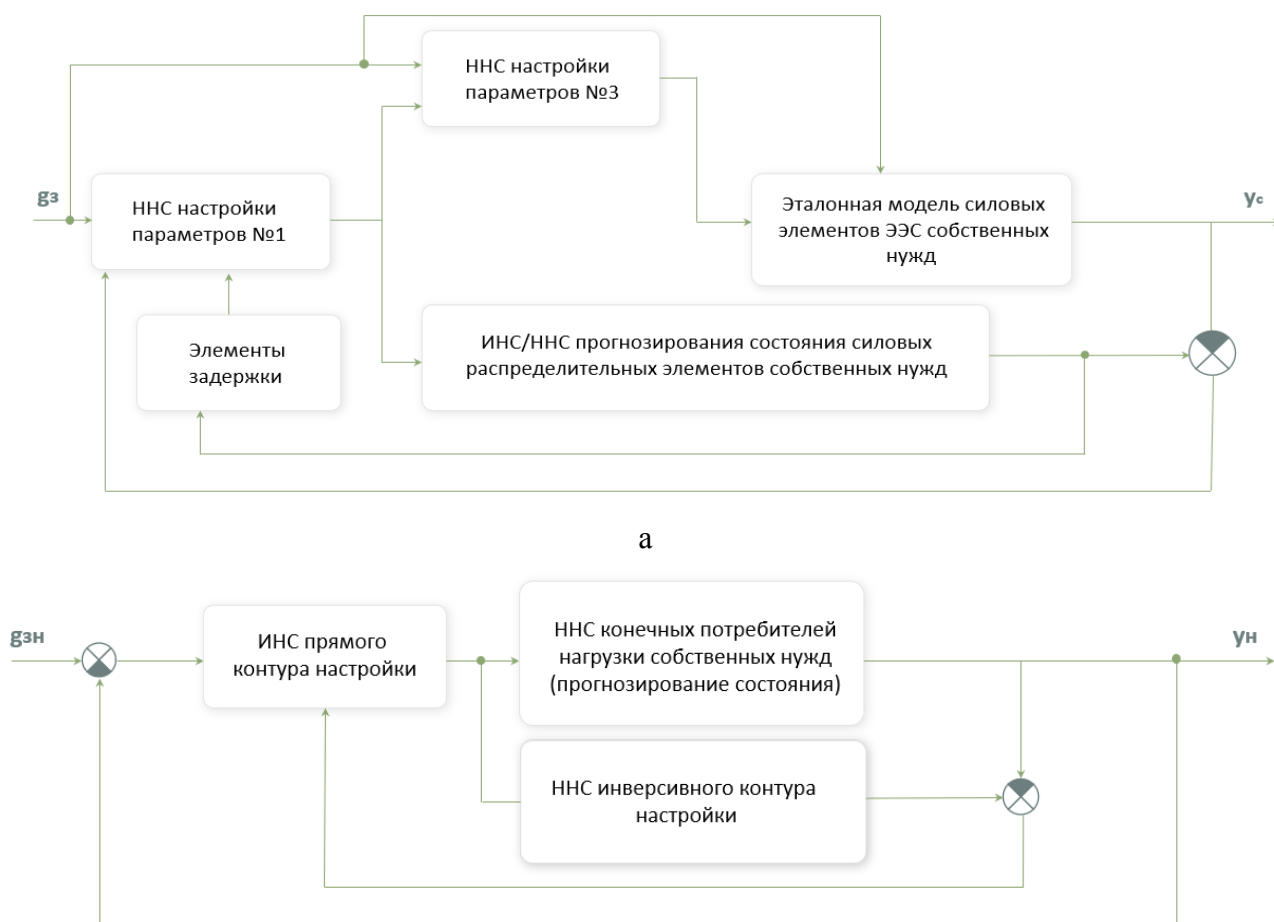


Рисунок 1.6 – Структурная схема построения элементов АСДУЭ внутреннего энергопотребления АЭС на базе применения методов ИНС (ННС):

а – элементы генерации и распределения;

б – конечные приёмники энергоресурсов

Структурная реализация моделей ИНС/ННС в первом случае (рисунок 1.6, а) осуществляется в виде адаптивных систем непрямого действия с прямой и инверсными моделями обучения [15]. Подобный подход предполагает наличие эталонной модели, и, ввиду большого количества заранее известной (начальной) информации, позволяет существенно снизить ошибку систем.

Структура ИНС/ННС узлов энергоснабжения, ввиду низкого уровня априорной информации, предлагается выполнить на базе адаптивной СУ с прямой и инверсной моделями объекта управления [115]. Такой подход обеспечит наиболее гибкую подстройку системы для выполнения оптимумов по потреблению с учётом нестабильной структуры и характера нагрузки.

Предложенные реализации свободно обратимы друг относительно друга, при соблюдении ряда допущений и преобразований, что существенно повышает адаптивность и свободномастабируемость АСДУЭ внутреннего энергопотребления АЭС, построенных в подобном базисе.

Каждый отдельной взятый макрокластер (модель, приведённая на рисунке 1.6, а или рисунке 1.6, б) выступает в качестве децентрализованной структуры, определённым образом связанной с иными подсистемами.

Опишем обобщённый алгоритм формирования и функционирования СУ верхнего уровня, приведённый на рисунке 1.7. После реализации этапа формирования оптимизационных требований к отдельным макрокластерам, производится расстановка приоритетов. Данная процедура может быть организована как в автоматизированном режиме, так и на основе экспертной оценки, или сочетания этих подходов.

Вместе с этим, рассчитывается (экспертно определяется) максимальная ошибка по каждому из рассматриваемых (значимых) параметров – G .

Превышение данной ошибки служит триггером для повторной многокритериальной оптимизации системы, посредством внесения коррекций в соответствующие контуры ННС.

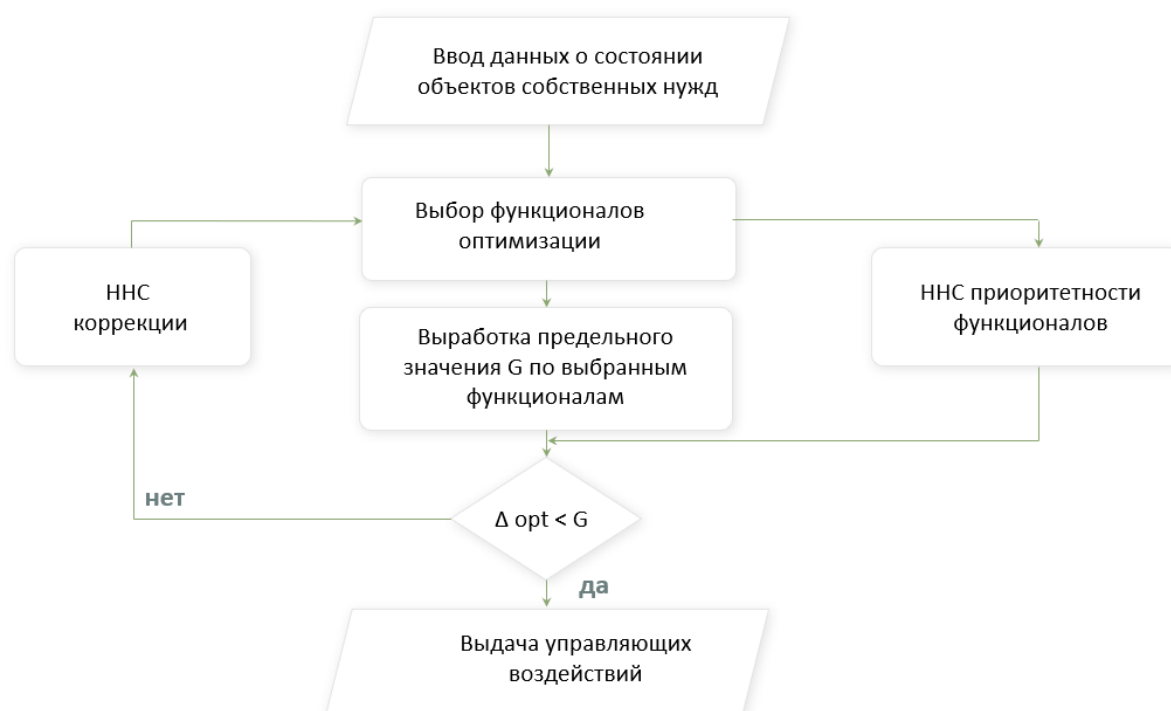


Рисунок 1.7 – Структурная схема СУ верхнего уровня АСДУЭ внутреннего энергопотребления АЭС на базе ИНС / ННС

После достижения условия по ошибке меньше функционала G – производится передача управляющих воздействий на макрокластеры.

Основная задача предложенной топологии АСДУЭ – повышение методов энергоэффективности (передача энергоресурсов), а также энергосбережения (узлы энергоснабжения – конечные потребители энергресурсов) за счёт нахождения глобальных целевых функций в базисе ИНС / ННС.

Основными методами оценки применимости (и качества) ННС / ИНС, ввиду невозможности проведения полноценных натурных экспериментов в АСДУЭ внутреннего энергопотребления АЭС, служит комплексная оценка

статистических данных, а также математическое моделирование и физическое моделирование отмеченных процессов.

Цели работы и задачи исследования

В ходе проведённых анализа проблем, с которыми сталкиваются структуры энергопотребления собственных нужд АЭС (на примере НВ АЭС), а также оценки теоретических и практических подходов, применяемых в управлении подобными системами, была сформулирована цель диссертационного исследования, заключающаяся в повышении точности регулирования потребляемых энергоресурсов. Основным аппаратно-программным образованием, предназначенным для этого, служит АСДУЭ внутреннего энергопотребления АЭС с высокой степенью интеллектуализации, в частности, на базе применения ИНС/ННС, позволяющих полноценно учесть слабоформализуемые и неопределённые факторы. Кроме того, на основе этих моделей становится возможным развитие нечётких нейронных регуляторов (ННР) управления исполнительными устройствами низкого уровня для достижения целей оптимизации потребления энергоресурсов и функционирования внутреннего энергопотребления НВ АЭС.

Исходя из этой цели, в работе необходимо решить следующие задачи:

- осуществить анализ работы и функциональных связей локальных объектов внутреннего энергоснабжения АЭС (собственных нужд НВ АЭС), с последующей оптимизацией данных структурных элементов в части управления перетоками активной электроэнергии и мощности;
- выявить степень неопределённых и слабоформализуемых факторов на качество процессов передачи, трансформации и потребления энергоресурсов для разработки формализованного описания перетоков мощности в базисе методологии ННС;

– предложить решение по моделям и алгоритмам управления перетоками электроэнергии и мощности на основе применения ИНС и ННС в СУ верхнего уровня, интегрированной в технологический процесс передачи и потребления (на основе АСДУЭ) применительно к элементам внутреннего энергоснабжения НВ АЭС;

– осуществить разработку оптимизированных моделей управления локальными элементами внутреннего электроснабжения АЭС по показателям минимума потерь электрической энергии и активной мощности с последующей организацией на их основе ННР подобных объектов энергоснабжения;

– разработать программно-аппаратный комплекс реализации алгоритмов управления потоками электроэнергии и мощности на основе ННС регулирования локальных элементов внутреннего энергоснабжения НВ АЭС.

Глава 2 Модели управления динамикой перетоков мощности в элементах распределительной сети и узлах нагрузки технологических объектов АЭС на основе реализации аппарата ИНС

2.1 Постановка задачи управления динамикой перетоков мощности в условиях внутреннего электроснабжения АЭС

В отличие от рассмотренных выше задач питающих сетей, локальные сети внутреннего электроснабжения АЭС в качестве основной задачи ставится еще и реализация функции стабилизации нескольких основных параметров и самих потребителей электрической мощности. При этом, приоритет управляющих решений учитывает и критерии энергоэффективности, энергосбережения и экономичности производства в целом.

Расчётный экономический эффект, выражаемый в виде функционала – Θ обуславливается осуществлением оптимизации технико-экономических показателей, входящих в выражение (2.1) [172]:

$$\Theta = \int_0^T \psi_0(t) dt - \int_0^T \psi_i(t) dt, \quad (2.1)$$

$$\text{где } \psi_0(t) = \sum_{g=1}^m f_g \left(X_{1t}^H, X_{2t}^H, \dots, X_{nt}^H \right);$$

$$\psi_i(t) = \sum_{g=1}^m f_g \left(X_{1t}, X_{2t}, \dots, X_{nt} \right);$$

$X_{1t}, X_{2t}, \dots, X_{nt}$ - текущие оптимизируемые параметры объектов собственных нужд НВ АЭС;

$X_{1t}^H, X_{2t}^H, \dots, X_{nt}^H$ - текущие параметры объектов собственных нужд НВ АЭС;

T - продолжительность времени работы, ч/год;

m - число рассматриваемых технико-экономических показателей.

Исходя из предположения об известности базового режима работы объектов собственных нужд НВ АЭС, первый член выражения (2.1) характеризует начальные затраты 3_0 (2.2):

$$3_0 = \int_0^T \psi_0(t) dt . \quad (2.2)$$

Вторая составляющая выражения (2.1) служит целевой функцией, которая зависит от параметров режима нагрузки узла энергопотребления [172]:

$$3_\Sigma = \int_0^T \psi_i(t) dt . \quad (2.3)$$

Тогда (2.1) можно представить в виде (2.4):

$$\Theta = 3_0 - 3_\Sigma . \quad (2.4)$$

Таким образом, будем рассматривать целевую функцию в рамках данной работы как функцию издержек, которые зависят от структуры и степени оптимизации элементов системы электроснабжения собственных нужд НВ АЭС.

Целевая функция для типовых узлов нагрузки распределительной сети (куда входят АД, СД, РПН, ИРМ) – рассматриваемые элементы собственных нужд НВ АЭС – имеет вид (2.5) [172]:

$$\begin{aligned}
3_{\Sigma} = & \left\{ \sum_{i=1}^k (A_i \mu_{im} + B_i \mu_{im}) X_i + \sum_{i=1}^k (C_i \mu_{im} + D_i \mu_{im}) Z_i + K_{\Sigma} Q_{\varphi m} + \Delta P_k Q_{km} + \right. \\
& + \sum_{i=1}^k (\Delta P_{ci} X_i + \Delta P_{ai} Y_i) a + \phi(K_{Um}) + 3_{ka} Q_{km} + (E_{\pi} + E_a + E_{\gamma}) \cdot \sum_{i=1}^k (K_{ci} X_i + K_{ai} Y_i) + \\
& + 3_{pc} + 3_{ps} + 3_{pk} + 3_{pnn} + 3_{lp} + \psi(r_{\varphi}) + \\
& + \sum_{g=1}^p \left[\sum_{i=1}^k (A_i \mu_{ig} + B_i \mu_{ig}) X_i + \sum_{i=1}^k (C_i \mu_{ig}^2 + D_i \mu_{ig}) Z_i + K_{\gamma} Q_{\varphi g} + \Delta P_k Q_{kg} + \right] + \\
& \left. + \sum_{i=1}^k (\Delta P_{ci} X_i + \Delta P_{ai} Y_i) b + f(K_{U_g}) \cdot t_g \right\} \rightarrow \min
\end{aligned} \tag{2.5}$$

где в соответствии с [172], использованы коэффициенты и параметры, требуемые для расчета целевой функция узлов нагрузки СЭС, расшифровка которых приведена в Приложении А.

Для входящих в уравнение (2.5) переменных учитываются все взаимные связи и имеющиеся ограничения по распределению перетоков мощности, значимых условий загрузки сетевого оборудования, максимально возможных уровней напряжения в балансирующих узлах. Для достижения требуемой точности вычислений, в рамках решения функции минимизации затрат, применяется сложный с вычислительной точки зрения, а также требующий большое количество ресурсов памяти вычислительных устройств, метод нелинейного математического программирования [172].

В связи с чем, в данной работе реализован упрощенный подход проведения оптимизационных расчетов при варьировании двух ключевых взаимосвязанных параметров: напряжения и реактивной мощности. Разработана методика получения зависимости приведенных затрат, а также потерь активной мощности от рассмотренных параметров для элементов собственного электропотребления нагрузки СН НВ АЭС: асинхронных, синхронных двигателей, трансформаторов и другого технологического оборудования. Анализируя результаты расчетов для типовых узлов нагрузки, можно отметить закономерность снижения потерь

электроэнергии в сегменте варьирования уровня напряжения в диапазоне $\pm 2,5 \%$ от усредненных значений.

Важно отметить все более значимое влияние экономического фактора на практическую реализацию технико-экономического функционирования ЭЭС и её подструктурных элементов – в частности, систем внутреннего электроснабжения АЭС, которая осуществляется в рамках оптового (ОРЭМ) и розничного (РРЭМ) рынков электроэнергии и мощности.

Именно здесь заметна значительная роль процесса прогнозирования потребления ЭЭ в общей структуре функционирования ЭЭС в РФ можно указать при помощи обобщённой схемы – рисунок 2.1.

Реализацию диспетчерского управления возможно отразить посредством трёх, взаимосвязанных друг с другом этапов [39]:

- составление математической модели (и соответствующей электрической схемы замещения) внутреннего электроснабжения АЭС;
- предварительный процесс оптимизации потребления энергоресурсов;
- осуществление непосредственного снабжения конечных потребителей собственных нужд НВ АЭС.

В рамках второго из приведённых этапов создаётся предварительный диспетчерский график (ПДГ). Начальной информацией, требуемой для этого, служат данные, поступающие от отдельных субъектов локальных распределительных систем в адрес регионального диспетчерского управления (РДУ) и объединённых диспетчерских управлений (ОДУ) [41].

На рисунке 2.1 представлена типовая структура процесса прогнозирования энергопотребления РДУ, базирующаяся на 3 основных блоках.

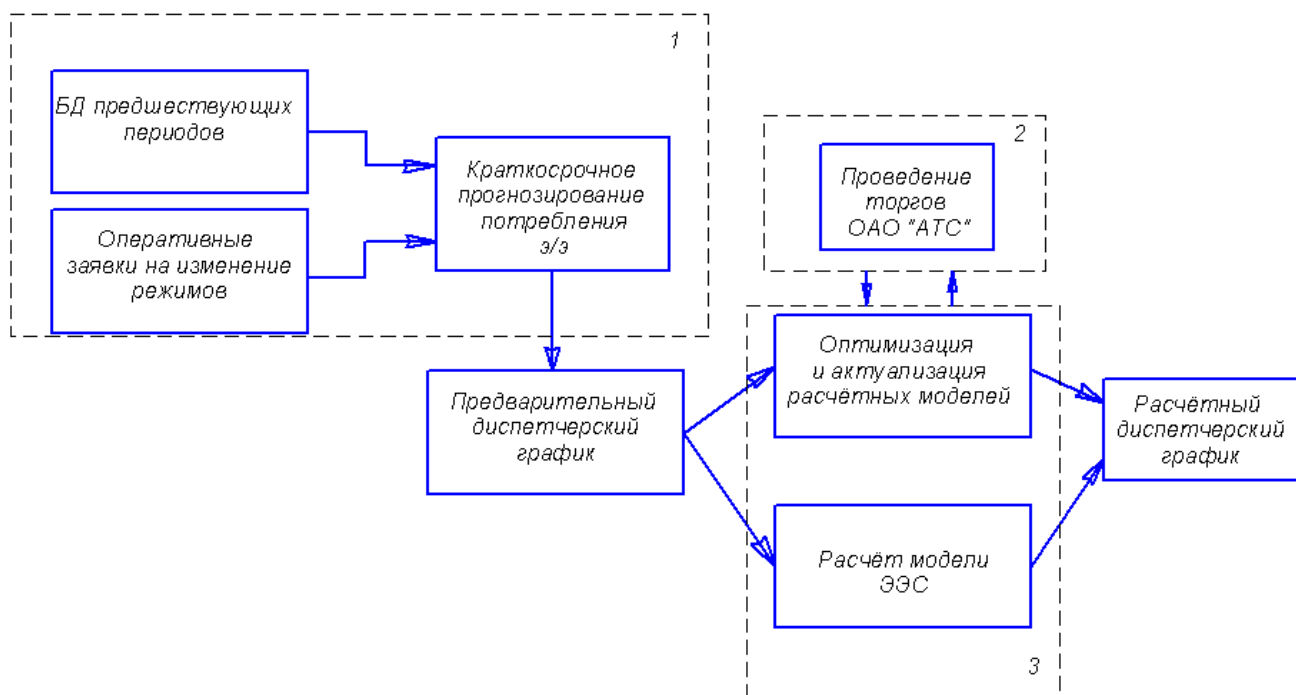


Рисунок 2.1 – Структура процесса прогнозирования энергопотребления РДУ

Функцией блока «прогноз» является формирование базы данных о прошлом и текущем состоянии потребителей и выдача часовых и месячных прогнозов. Определяется перечень и структура сегмента генерации, потоков активной для заявленных потребителей. Для заданного промежутка времени, определяется оптимальные параметры напряжения и мощности в контрольных точках приема-отпуска энергии, в форме ПДГ.

Блок 2 учитывает данные проводимых торгов на объединенном рынке электрической мощности.

На следующем этапе реализуются торги за сутки и почасовые. Это позволяет дополнительно оптимизировать структуру системы энергоснабжения и ее основные параметры по контрольным точкам, реализуя оперативную версию диспетчерского графика.

Анализ открытых данных ОАО МРСК «Центр» «Воронежэнерго», величина отпуска электрической мощности в ЭЭС внутреннего электроснабжения АЭС должна не сильно отклоняться от величины мощности генерации

рассматриваемого периода времени торгов на энергетическом рынке (24 часа). Системно проводятся торги излишков электрической мощности, возникшие по причине несовпадения объемов генерации и потребления, из-за погрешностей соответствующих прогнозов.

При этом возникают значительные потери (как технические, так и экономические) энергетических компаний (МРСК), связанные с вышеуказанной ситуацией. Как правило, все сопутствующее снижение доходов энергетических компаний компенсируется постоянным повешением стоимости отпуска электрической мощности потребителю. Для исправления данной ситуации очевидна необходимость максимального повышения степени корреляции основных параметров и генерации электрической мощности и ее потребления в ЭЭС внутреннего электроснабжения АЭС [38, 169].

Однозначно можно предполагать о незначительной, по сравнению с существующими экономическими и социальными потерями, стоимости мероприятий (как организационных, так и технических), которые необходимо будет реализовать для решения поставленной задачи. Реализация подобных мероприятий позволит значительно поднять уровень программно-аппаратного обеспечения региональных энергокомпаний и, как следствие, общую энергоэффективность их электроэнергетических сетей.

2.2 Нейросетевое моделирование процесса управления динамикой перетоков мощности в рамках распределительной сети АЭС

Таким образом, задачи регулирования динамики энергоресурсов могут быть рассмотрены посредством прогноза будущих периодов на основании ретроспективных данных: потребления электроэнергии в прошлом, а также важных технологических особенностей процессов транспорта и конечного потребления. Классической реализацией подобного подхода является использование параметрических моделей [115,48]. Вместе с тем, в последние два десятилетия активной альтернативой становится решение данного вопроса на базе ИНС и ННС [24].

Нечёткие нейронные сети (ННС) по своей сути являются гибридным подходом, который сочетает в себе положительные стороны искусственных нейронных сетей (ИНС) и нечёткой логики. В данном случае существенно повышаются качественные показатели:

- нечёткого регулятора (по точностным параметрам) – за счёт лучшей аппроксимации заранее неопределённого функционала;
- ИНС – из-за повышения адаптивных свойств в процессе применения нечёткой системы ввода – вывода.

Наиболее часто можно встретить модель Левенберга-Марквардта [130] применительно к управлению перетоками энергоресурсов в локальных ЭЭС (в качестве которой в рамках данной работы рассматривается система собственного электроснабжения НВ АЭС). Критерием качества целесообразно рассматривать среднеквадратическую ошибку, полученную с помощью алгоритма последовательного приближения начальных условий нагрузки СН ЭЭС к определённому локальному оптимуму.

Основным недостатком отмеченной модели являются: принципиальная возможность оптимизации только в локальной области и существенное снижение скорости аппроксимации при приближении к локальному оптимуму. Во многом решить отмеченный негативный фактор позволяет применение более гибкой к настройке коэффициентов аппроксимации метод Ньютона – Рафсона.

Совмещение последнего из отмеченных подходов совместно с представлением задачи оптимизации в базисе ННС может быть наиболее удобно рассмотрено в моделях двух типов: Мамдани и Такаги-Сугено.

Так, для организации формата по принципам Мамдани, система может быть рассмотрена в виде:

$$R^u : \text{If } x(t-1) \text{ is } X_1^u \text{ and, ..., and } x(t-r) \text{ is } X_r^u \text{ then } y(t) = a^u, u = 1, u \quad (2.6)$$

где a^u - константа, отражающая соответствие выходной величины взвешенному воздействию входных величин.

При этом организуется система на основе структуры MISO (multiple input, single output) – много входов и один выход.

При применении модели Такаги-Сугено, аналитическое выражение примет вид:

$$R^u : \text{If } x(t-1) \text{ is } X_1^u \text{ and, ..., and } x(t-r) \text{ is } X_r^k \text{ then } y(t) = a_0^u + \sum_{l=1}^r a_l^u y(t-1), u = \overline{1, u} \quad (2.7)$$

В этом случае, в правой части выражения (2.7) вместо константы (как было в выражении (2.6)) присутствует линейное разностное уравнение, что повышает гибкость (и, вместе с тем, усложняет) данный тип модели. Также, как и для выражения (2.6) справедлива структура MISO [80,81].

Для организации системы прогнозирования энергопотреблением внутренних нужд НВ АЭС рассмотрим возможности обоих подходов, рассмотрев их на тестовых множествах в процессе оптимизации по минимуму потерь активной мощности.

Начнём рассмотрение с динамической модели в виде Такаги-Сугено, из которой впоследствии можно вывести модель Мамдани.

Модель Такаги-Сугено (2.7) состоит из n продукционных правил с произвольными порядками: r^θ, s^θ , линейных разностных уравнений, содержащих k входных: $u_j(t), j = \overline{1, k}$ и одну выходную – $y(t)$ переменные:

$$\begin{aligned}
R^\theta : & \text{если } y(t-1) \text{ есть } Y_1^\theta, y(t-2) \text{ есть } Y_2^\theta, y(t-r^\theta) \text{ есть } Y_{r^\theta}^\theta, u_1(t) \\
& \text{есть } U_{1,0}^\theta, u_1(t-1) \text{ есть } U_{1,1}^\theta, \dots, u_1(t-s_1^\theta) \text{ есть } U_{1,s_1^\theta}^\theta, \dots, u_k(t) \text{ есть } U_{k,0}^\theta, u_k(t-1) \\
& \text{есть } U_{k,1}^\theta, \dots, u_k(t-s_k^\theta) \text{ есть } U_{k,s_k^\theta}^\theta, \text{ то } y^\theta(t) = a_0^\theta + \sum_{l=1}^{r^\theta} a_l^\theta y(t-l) + \sum_{j=1}^k \sum_{l=0}^{s_j^\theta} b_{jl}^\theta u_j(t-l)
\end{aligned} \quad (2.8)$$

Нечёткие множества: $U_{j,1}^\theta, \dots, U_{j,s_j^\theta}^\theta, j = \overline{1, k}$, и $Y_1^\theta, \dots, Y_{r^\theta}^\theta$, которые соответствуют функционалам принадлежности: $U_{j,1}^\theta(u_j), \dots, U_{j,s_j^\theta}^\theta(u_j)$ и $Y_1^\theta(y), \dots, Y_{r^\theta}^\theta(y), j = \overline{1, k}, \theta = \overline{1, n}$, характеризуют текущие и прошлые значения входов: $u_j(t), u_j(t-1), \dots, u_j(t-s_j^\theta), j = \overline{1, k}$, и выхода $y(t-1), y(t-2), \dots, y(t-r^\theta)$, а также линейным разностным уравнением:

$$y^\theta(t) = a_0^\theta + \sum_{l=1}^{r^\theta} a_l^\theta y(t-l) + \sum_{j=1}^k \sum_{l=0}^{s_j^\theta} b_{jl}^\theta u_j(t-l) \quad (2.9)$$

Для вычисления выхода θ -го правила $y^\theta(t)$.

Точность расчета выхода $\hat{y}(t), t \in [0, T]$ подобной моделью зависит от правильного выбора вида и размеров функций принадлежности: $U_{j,1}^\theta(u_j), \dots, U_{j,s_j^\theta}^\theta(u_j)$ и $Y_1^\theta(y), \dots, Y_{r^\theta}^\theta(y), j = \overline{1, k}$; коэффициентов $a_j^\theta, b_{jl}^\theta, i = \overline{1, r^\theta}$, порядка r^θ, s_j^θ разностного уравнения (2.9) и числа правил n .

Обозначим $\hat{y}(t)$ и $\hat{y}[t-1, t'] = (\hat{y}(t-1), \dots, \hat{y}(t-r))$ выходы, рассчитанные в моменты времени t и $(t-1), \dots, (t-r)$ по нечеткой динамической TS-модели (2.10), которую будем называть моделью с обратной связью – рисунок 2.2:

$$\hat{y}(t) = F(\hat{y}[t-1, t'], u[t, t''], c, d, n). \quad (2.12)$$

Запишем правила нечеткой динамической модели с обратной связью (2.12), для которой не требуется знание выхода $y(t-1), \dots, y(t-r)$ на $t \in [1, T]$:

$$\begin{aligned} R^\theta : \text{если } \hat{y}(t-1) \text{ есть } Y_1^\theta, \dots, \hat{y}(t-r) \text{ есть } Y_r^\theta, u(t) \\ \text{есть } U_0^\theta, \dots, u(t-s) \text{ есть } U_s^\theta, \text{то} \\ y^\theta(t) = a_0^\theta + \sum_{l=1}^r a_l^\theta \hat{y}(t-l) + \sum_{l=0}^s b_l^\theta u(t-l), \theta = \overline{1, n} \end{aligned} \quad (2.13)$$

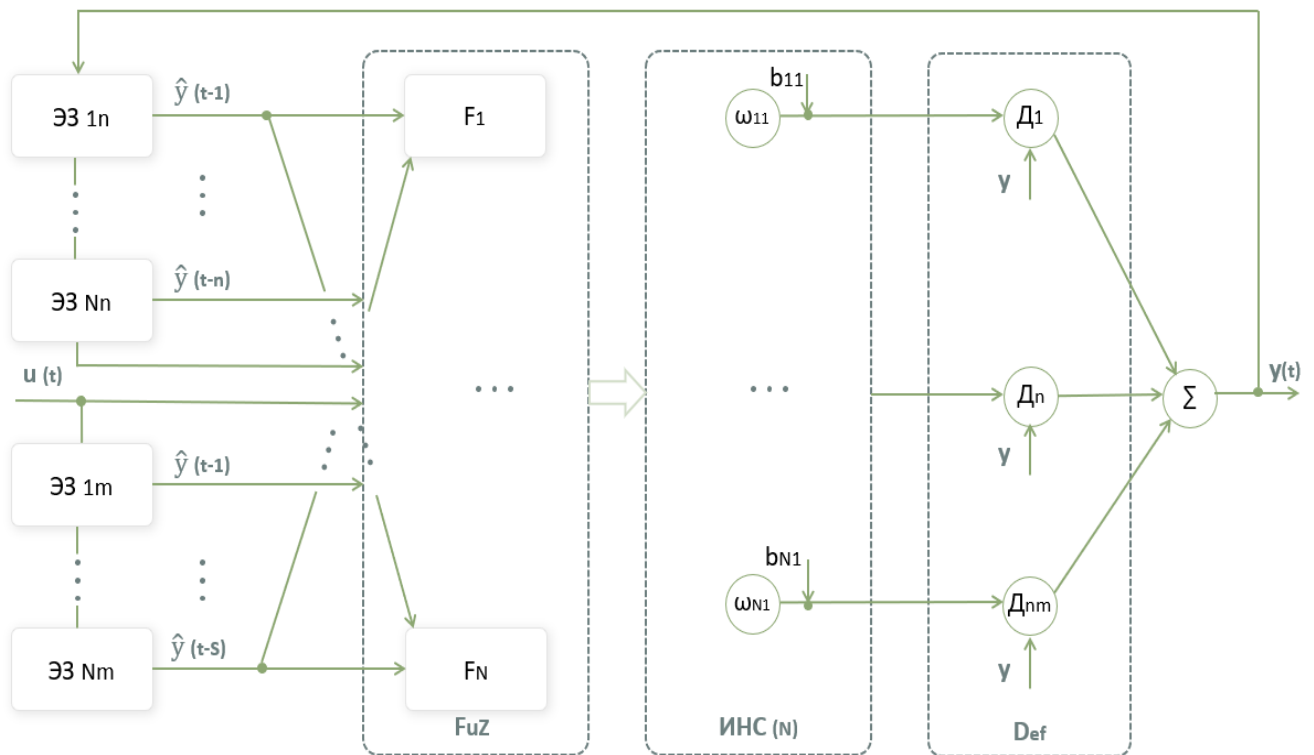


Рисунок 2.2 – Структура обобщённой нечёткой модели для организации расчёта электроснабжения нагрузки внутренних нужд НВ АЭС

Введем новые обозначения входных и выходных переменных правил (2.13): $x_1(t) = \hat{y}(t-1), x_2(t) = \hat{y}(t-2), \dots, x_m(t) = u(t-s)$, образующих вектор переменных $x(t) = (x_1(t), x_2(t), \dots, x_m(t)) = (\hat{y}(t-1), \hat{y}(t-2), \dots, (u(t-s))), m = r + s + 1$,

нечетких множеств $X_1^\theta(t) = Y_1^\theta, X_2^\theta = Y_2^\theta, \dots, X_m^\theta = U_s$, а также коэффициентов линейных уравнений $c_0^\theta = a_0^\theta, c_1^\theta = a_1^\theta, c_m^\theta = b_s$, позволяющих переписать (2.13) в более компактном виде с обратной связью, оснащенной элементами запаздывания ЭЗ₁; на l тактов - $l = 1, 2, \dots, r$; процедурами (блоками) фазификации, нечеткого вывода и дефазификации:

$$R^\theta : \text{если } x_1(t) \text{ есть } X_1^\theta(t), \dots, x_m(t) \text{ есть } X_m^\theta, \text{ то}$$

$$y^\theta(t) = c_0^\theta + \sum_{j=1}^m c_j^\theta x_j(t) \quad (2.14)$$

В блоке фазификации *Fuz (Fuzzyfication)* осуществляется преобразование исходных векторов параметров энергоресурсов (фазы, модуля, режима) в нечёткую форму, а затем в нормированное значение для работы ИНС.

В блоке дефазификации *Def (Defuzzification)* определяется конкретное значение выхода ННС $\hat{y}(t)$ по формуле:

$$\hat{y}(t) = \sum_{\theta=1}^n \beta^\theta y^\theta(t), \quad (2.16)$$

которую вначале запишем в развернутом виде:

$$\hat{y}(t) = c_0^1 \beta^1(t) + \dots + c_0^n \beta^n(t) + c_1^1 x_1(t) \beta_1^1(t) + \dots + c_1^n x_1(t) \beta^n(t) +$$

$$+ \dots + c_m^1 x_m(t) \beta^1(t) + \dots + c_m^n x_m(t) \beta^n(t), \theta = \overline{1, n} \quad (2.17)$$

а затем в векторной форме:

$$\hat{y}(t) = c^T \tilde{x}(t) \quad (2.18)$$

где $y^\theta = c_0^\theta + x^T c^\theta$ – разностное уравнение;

$c = (c_0^1, \dots, c_0^n, \dots, c_1^n, c_m^1, \dots, c_m^n)^T$ – вектор настраиваемых коэффициентов.

Нечеткую модель Мамдани с правилами (2.6) представляет функция (2.8) при $y^\ominus = c^\ominus$.

Задача обучения ННС может быть представлена в виде:

$$H(P, W) = \sqrt{\frac{1}{M} \sum_{r=1, \overline{M}} (y_r - F(P, W, X_r))^2} \rightarrow \min \quad (2.19)$$

где $H(P, W)$ – требуемый функционал при обучении ННС;

M – количество выходов ННС;

y_r – значение r - того выхода ННС;

P – вектор параметров функции принадлежности термов входных и выходных переменных, участвующих в процессе обучения ННС;

W – весовые коэффициенты для различных групп нейронов;

$F(P, W, X_r)$ – результат выхода ННС при значении входов X_r .

Как видно из приведённых соотношений, основной сложностью при настройке ННС является выбор, и последующее определение входных и выходных функций принадлежности термов, структуры ИНС совместно с её методом оптимизации. От организации этих параметров зависят качественные показатели точности разрабатываемой системы управления электроснабжением элементов собственных нужд НВ АЭС.

Разработка и настройка моделей на базе ННС состоит из

последовательности шагов, отмеченной ниже [6,45].

1. Определение структуры ННС, рассчитанной под конкретные размерности входных и выходного векторов.
2. Выбор алгоритма оптимизации ИНС, являющейся ядром ННС.
3. Организация функций принадлежности термов нечёткого ввода и вывода параметров по различным векторам, с учётом их природы.
4. Осуществление процесса обучения ННС, состоящее из ввода обучающих множеств, а также правил функционирования.
5. Анализ результатов, полученных в рамках обучения.
6. Функционирование ННС в режиме реального времени и организация корректировки по выявленным прецедентностям.

2.3 Выбор параметров термов входных и выходных переменных ННС управления перетоков мощности

Для обучения и последующего функционирования ННР (на базе ННС) с целью управления динамикой электроснабжения элементов собственных нужд НВ АЭС будем использовать вектор циклических и случайных факторов: $M(i)$ – который характеризует совокупность воздействий окружающей среды, а также вектор планируемой структуры и параметров: $S(i)$. Данные показатели можно полноценно рассматривать в качестве интегральных.

В совокупности с отмеченными используется вектор выборки распределения перетоков мощности базовых интервалов времени. На выходе ННР формируется величина мощности в будущих периодах – прогнозное значение [122].

Следует отметить, что в динамике загрузки узлов энергопотребления всегда присутствуют две составляющие: регулярная и случайная [122].

Циклическая составляющая определяется такими сезонными изменениями, как:

- биологический ритм жизни;
- организация рабочего дня, а также недели.

Случайная составляющая, входящая в состав векторов $M(i)$ и $S(i)$, определяется существенным числом факторов (в пределе – бесконечным), среди которых можно отметить:

- температурные колебания в короткие промежутки времени (час, сутки);
- оперативные изменения в структуре элементов АСДУЭ;
- естественная освещённость окружающей среды [91, 114, 115].

Графики динамики энергопотребления в системе внутреннего электроснабжения АЭС, совмещённые с аналогичными данными по динамике средней температуры воздуха окружающей среды, позволяют заключить о существенной корреляции составляющей $t_{окр.}(i-n)$ на вектор $M(i)$.

Определение компонентов векторов $M(i)$ и $S(i)$ осуществляется экспертно, на базе статистических данных за время наблюдения – не менее 5 лет. База данных энергопотребления в прошлых периодах $P^*(i)$ осуществляется за период 5-15 лет с заданием большего веса приоритетности последним годам (наиболее близким к процессу прогнозирования) относительно предшествующих.

Совместно с вариацией, организованной по классическому методу Лагранжа, представлена реализация на основе модифицированного метода Лагранжа. В ходе этого осуществлено повышение скорости работы оптимизированной модели, а также повышение точности прогнозирования процесса управления энергоресурсами.

Следует отметить, что основным недостатком предложенных выше моделей на основе метода Лагранжа применительно к локальным элементам ЭЭС внутреннего электроснабжения НВ АЭС, является не учёт (или слабый учёт) неопределённых составляющих (и их влияний на реальное распределение потоков мощности). Данная ситуация ведёт к значительному снижению их точности в рамках диспетчерского управления [55, 79, 114, 169].

2.4 Автоматизированное управления динамикой параметров элементов распределительной сети и узлов нагрузки АЭС

Кроме рассмотренного выше подхода в организации поиска глобального экстремума с помощью метода Лагранжа, есть возможность определения локального оптимума непосредственно с помощью целевой функции. С этой целью наиболее перспективным является применение градиентных методов с варьируемым шагом. В качестве базовой реализации подобного подхода отметим и подробно рассмотрим алгоритм на основе метода Ньютона-Рафсона.

Стандартный метод Ньютона – Рафсона [54, 85, 120] целесообразно модернизировать для применения в задачах управления перетоками энергоресурсов с помощью применения ННР, для целей снижения ошибок функционирования локальных объектов системы внутреннего электроснабжения НВ АЭС.

Оптимизационная модель представляется в виде выражений совместно с измеряемыми фактическими значениями локальных элементов системы внутреннего электроснабжения НВ АЭС. Данная организация в решении представляет собой задачу нелинейного программирования.

На рисунке 2.3 представлен модернизированный алгоритм метода Ньютона – Рафсона для оптимизации системы внутреннего электроснабжения НВ АЭС по критерию минимума потерь мощности с применением ННР со следующей последовательностью шагов.

Шаг 1. Заключается в задании первичного вектора определяемых переменных в предыдущие моменты времени: величины активной и реактивной мощности, зависящие от модуля и фазы напряжения питания.

Шаг 2. Осуществляется проверка граничных условий.

Шаг 3. Прогнозируются активная - и реактивная мощности в будущих периодах с помощью ННР.

Шаг 4. Состоит в определении вектора невязки мощностей в узлах, для которых - вектор небалансов на - ой итерации; , –значения активной и

реактивной мощности в узле; определяемые из управления процессами распределения энергоресурсов в прошлых периодах.

Шаг 5. Проведение анализа обучения с заданной погрешностью: . При условии выполнения данного условия, расчёт завершается предоставлением результатов оптимизированных параметров: 8,9; иначе - производится переход к следующему шагу - 6.

Шаг 6. Нахождение корректировочных параметров векторов активной и реактивной мощности на основе функционирования ННР.

Шаг 7. Введение скорректированного векторов активной и реактивной мощности, которые были получены с помощью повторного цикла функционирования ННР.

Изменяемыми показателями в рассмотренном алгоритме служат модуль и амплитуда напряжения в расчётных узлах, а также - настройки ННР, которые входят в подсистемы управления энергоресурсами в ЭЭС.

Таким образом, организация блоков 3, 6 и 7 отмеченного выше алгоритма оптимизации потерь активной мощности в элементах и подструктурах внутреннего электроснабжения НВ АЭС позволяет произвести учёт влияния как слабоформализуемых, так и принципиально неизвестных заранее факторов на конкретном шаге итерационного процесса. Также производится непрерывный анализ на базе организованной модели на основе ННС.

В результате проведённых исследований была показана важная роль вопросов прогнозирования в задаче оптимизации режимов системы внутреннего электроснабжения НВ АЭС.

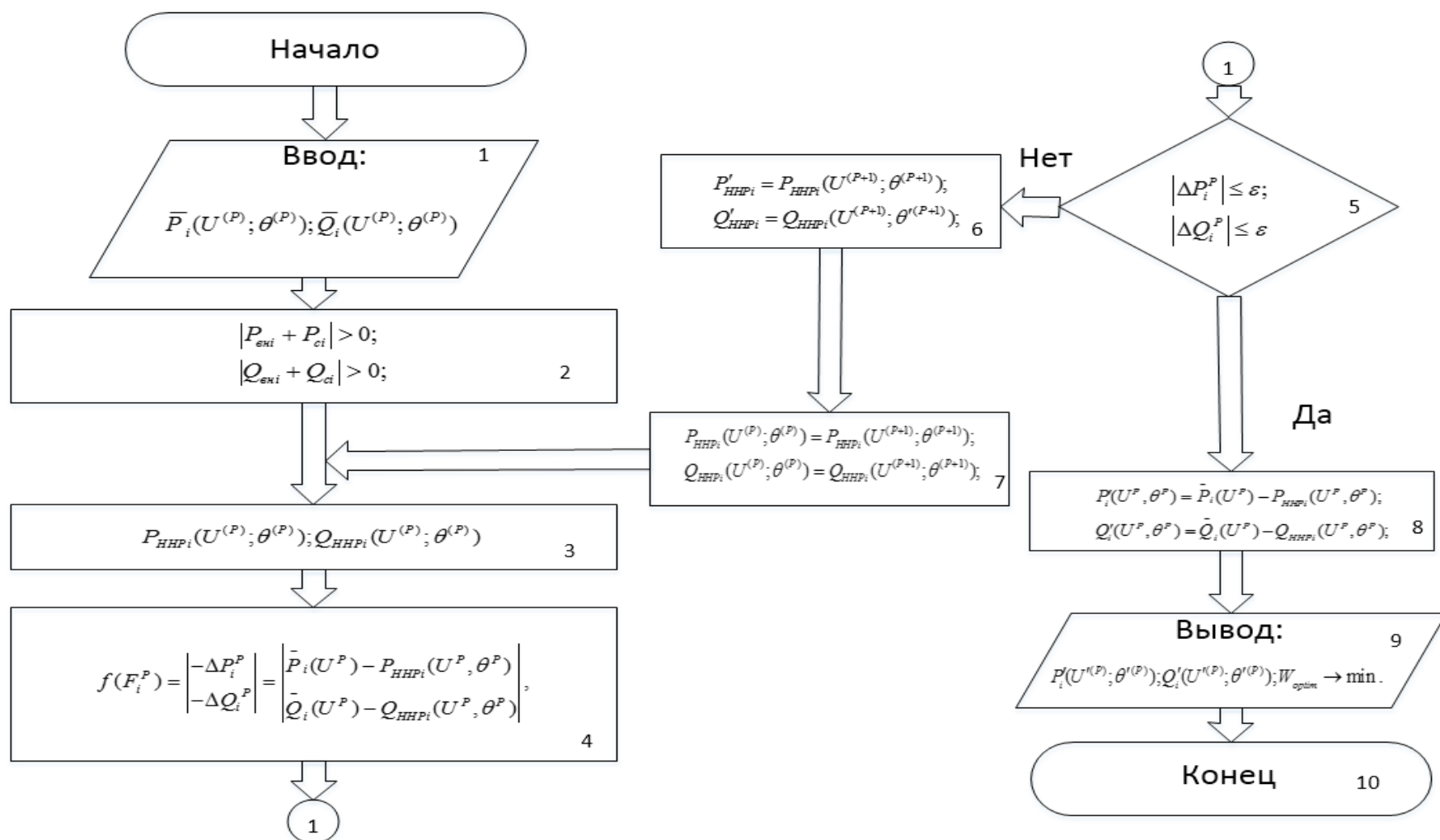


Рисунок 2.3 – Алгоритм оптимизации электроснабжения собственных нужд НВ АЭС по методу Ньютона- Рафсона

Выводы

1. Решение вопросов управления перетоков электрической энергии и мощности является основным при организации требуемой динамики локальных систем внутреннего электроснабжения АЭС, поскольку от организации их точностных показателей полностью зависит предварительный диспетчерский график, который в свою очередь, служит базовым приближением для достижения оптимальности по многим техническим параметрам энергосистем, в частности – минимизации потерь.

2. Организация модели управления временной динамикой распределения энергоресурсов в рамках АСДЭУ на базе ННС и ННР, построенных на данных принципах, даёт возможность снизить ошибку формирования прогноза потребления электрической энергии до величин порядка (0,3 – 3,5) %, против (4 – 8) % в случае применения подхода «прогнозного коэффициента роста или спада потребления энергоресурсов» на основе регрессионных моделей.

3. Указанное повышение качества прогноза при организации динамики передачи, трансформации и потребления энергресурсов как в оперативном, так и в среднесрочном периодах в случае применения моделей управления на основе ННС становится возможным посредством учёта максимального числа неопределённых и слабоформализуемых факторов: график работы предприятий; методанные; циклические особенности функционирования ЭЭС, влияющих на элементы системы внутреннего электроснабжения АЭС.

4. Предложенная модель управления динамикой потребления энергоресурсов на основе ННС является свободно масштабированной, что даёт возможность адаптировать её для использования в различном горизонте планирования: от оперативного до долгосрочного.

5. В качестве основного метода для реализации предложенной модели был использован инструмент ПО Matlab – hybrid. Данный метод является сочетанием метода наименьших квадратов, а также метода убывания обратного градиента. При это, он использовался совместно с алгоритмами Сугено и Мамдани, а также в условиях изменения (настройки) структуры ННС, числа и типа входных термов принадлежности.

3 Алгоритмизация управления локальными объектами систем внутреннего энергораспределения АЭС

3.1 Оптимизационная модель управления динамикой перетоков мощности по критерию минимума потерь

В современных системах внутреннего электроснабжения АЭС одним из наиболее существенных и значимых критериев оценки качества оптимальности технологических процессов передач и потребления энергоресурсов является показатель потерь активной мощности:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{нагр} + \Delta P_{усл.пост} + \Delta P_{кор.} \quad (3.1)$$

где ΔP_{Σ} – суммарные потери активной мощности в элементах внутреннего электроснабжения АЭС;

$\Delta P_{нагр}$ – нагрузочные потери активной мощности в элементах сетей внутреннего электроснабжения АЭС;

$\Delta P_{усл.пост}$ – условно-постоянные потери активной мощности (кроме величины потерь на корону);

$\Delta P_{кор.}$ - потери активной мощности на корону [61].

Модель минимизации потерь активной мощности в распределительных элементах потребления локальных сетей внутреннего электроснабжения АЭС представляется наиболее целесообразным реализовать в виде:

$$W = \sum_{i=1}^k W_i = \sum_{i=1}^k \left[\frac{\left(\sqrt{P_i(U)^2 + Q_i(U)^2} \right) \cdot R_{\Xi i}}{U_i^2} \cdot \left(\frac{1}{\left(1 + \frac{\Delta U_{\%i}}{100} \right)^2} - 1 \right) + \Delta P_{xxi} \cdot T_{pi} \cdot \left(\frac{U_i}{U_{номi}} \right)^2 + \Delta p_{кори} \cdot L_i \cdot k_{Укори} \right] \rightarrow \min, \quad (3)$$

где W - потери активной мощности в локальных элементах внутреннего энергоснабжения АЭС;

R_{Σ}, L - эквивалентные активное сопротивление, а также протяжённость элементов внутреннего энергоснабжения АЭС;

$\Delta U_{\%}$ - изменение значения напряжения питания в процентах от номинального значения;

ΔP_{xxi} - мощность потерь холостого хода;

T_{pi} - фактическое время работы элементов внутреннего энергоснабжения АЭС по передаче энергоресурсов;

$\Delta p_{кори}$ - удельные потери на корону;

$k_{Uкори}$ - коэффициент потерь на корону.

Обязательно выполнение следующих граничных условий:

$$\begin{cases} |P_{внi} + P_{сi}| > 0; \\ |Q_{внi} + Q_{сi}| > 0; \\ i = 1, \dots, k; \end{cases} \quad (4)$$

где $P_{внi}, Q_{внi}$ - внутренние, а $P_{сi}, Q_{сi}$ - внешние величины активной и реактивной мощности элементов внутреннего энергоснабжения АЭС.

Анализ структуры технологических потерь в узле нагрузке собственных нужд НВ АЭС позволяет сделать вывод о том, что величина нагрузочной составляющей существенно превышает аналогичный показатель в сегменте условно-постоянных потерь. По этой причине, для снижения величины ΔP_{Σ} стремятся поддерживать напряжение в элементах конечных потребителей на предельно допустимом уровне [34].

3.2 Реализация оптимизационной модели управления по критерию минимума потерь на основе метода Лагранжа

Далее отметим, что в качестве математической базы программного комплекса анализа и управления распределенными объектами нагрузки собственных нужд НВ АЭС, был реализован алгоритм, основанный на применении функции Лагранжа. В данный функционал входят узловые уравнения совместно с граничными переменными. Последние, при этом, должны быть рассмотрены как зависимые переменные. В рассматриваемой задаче оптимизации режима загрузки энергоресурсами собственных нужд НВ АЭС вторыми граничными переменными служат фаза, а также модуль напряжений в граничных узлах.

Рассмотрим подобную расширенную функция Лагранжа к анализируемому процессу распределения энергоресурсов в том случае, когда в него включены узловые уравнения сети. Тогда функционал Лагранжа будет иметь вид:

$$L_S = \sum_I \sum_{i_I} F_{i_I}(P_{i_I}) + \sum_I \lambda_{i_I}^t g_{i_I}(x_I, x_{b_I}, u_I, p_I) + \sum_I \lambda_{b_I}^t g_{b_I}(x_I, x_{b_I}, u_I, S_{b_I}) + \sigma' g_b(x_b^I, x_b^j), \quad (3.6)$$

где S_{b_I} – активные и реактивные мощности, приходящиеся на граничные узлы нагрузки собственных нужд НВ АЭС.

Представленная функция включает дополнительные множители Лагранжа – A , которые относятся к ограничениям в виде равенств на значения вторых граничных переменных, когда они вычисляются в различных примыкающих к граничным узлам подсистемах. Эти ограничения реализованы выражениями вида: $g_b(x_b^I, x_b^j)$, в рамках которых численные значения должны быть равны нулю.

Последовательность шагов в случае зависимых начальных условиях представима в виде алгоритма, приведённого на рисунке 3.1.

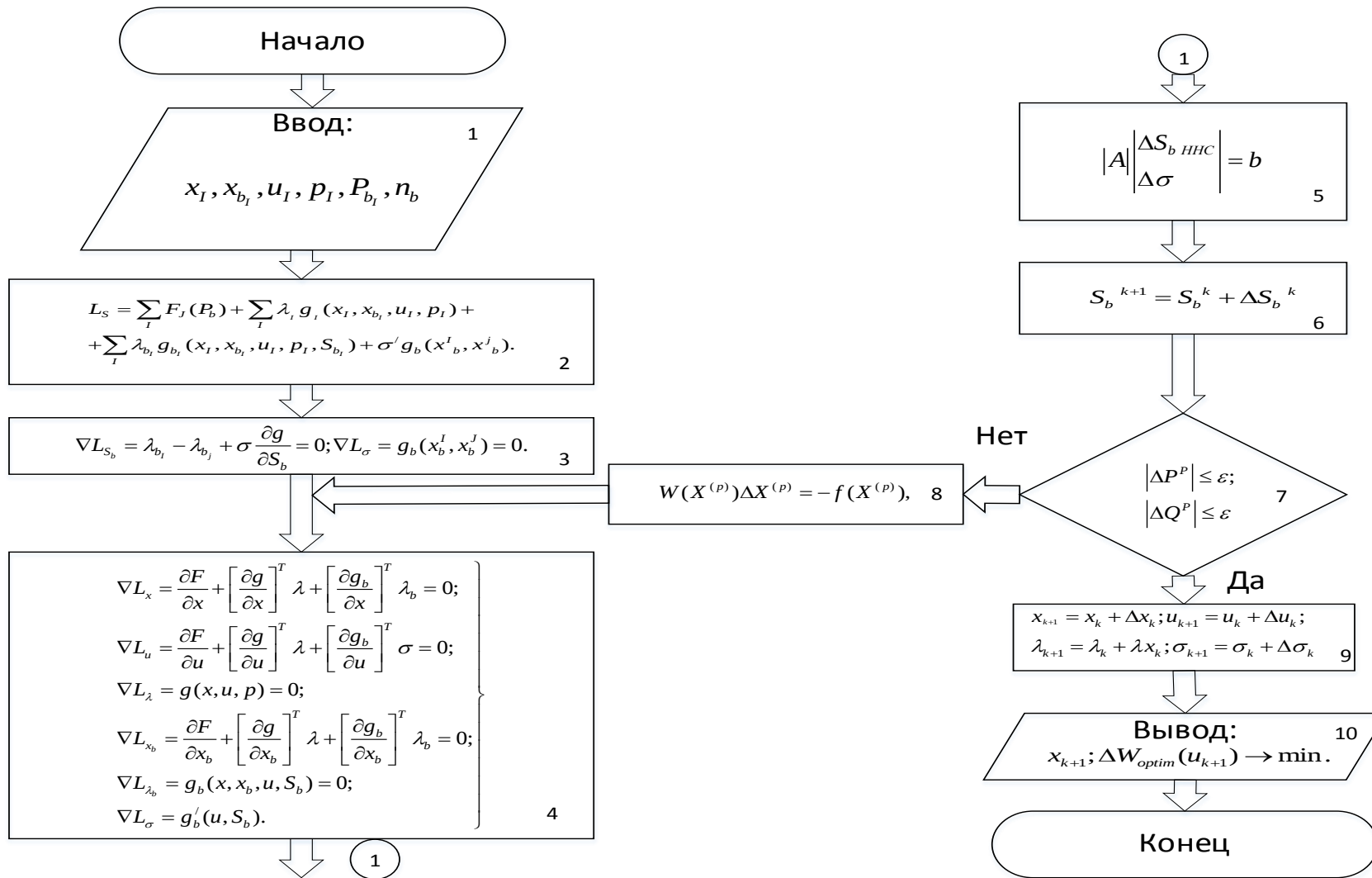


Рисунок 3.1 – Обобщённый алгоритм оптимизации энергоресурсов СН НВ АЭС: метод Лагранжа

В проведенном имитационном моделировании, были учтены и все варианты способов получения СНХ, которые использовались в моделях систем управления силовыми автотрансформаторами. По итогам проведенного моделирования определены интегральная величина потерь активной мощности для узла нагрузки собственных нужд НВ АЭС. При этом, определена зависимость для каждого автотрансформатора, являющегося верхним уровнем распределением для рассматриваемой сети внутреннего электроснабжения АЭС.

Полученные данные представлены на рисунке 3.2. Здесь отмечены два основных варианта, по которым осуществлялось моделирование:

- сплошная линия отражает ситуацию, при которой производится сезонное регулирование (лето/зима);
- пунктирная линия – отражает вариант применения ННР для оптимизации функционирования автотрансформаторного оборудования.

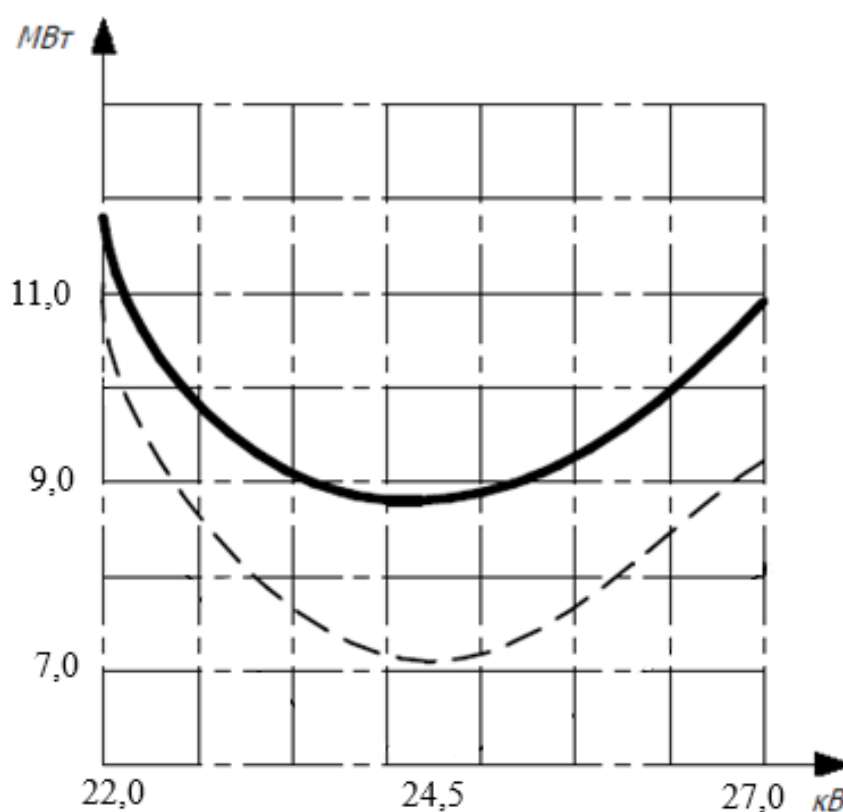


Рисунок 3.2 – Зависимость потерь активной мощности нагрузки собственных нужд НВ АЭС от уровня регулируемого напряжения при вариации используемых методов определения СНХ

3.3 Алгоритм оптимизации параметров распределительной сети внутреннего энергоснабжения по критерию минимума потерь мощности на базе ННР

Аспекты управления режимами нагрузки собственных нужд АЭС целесообразно рассматривать в контексте динамики потоков электроэнергии и мощности в виде оценки будущих периодов.

В рамках нахождения оптимального решения управления динамикой потребления энергоресурсов рассмотрены возможности организации обеих моделей: Мамдани и Такаги-Сугено на тестовом множестве объектов узла нагрузки собственных нужд НВ АЭС.

В приведённом исследовании в качестве вариаций входных термов ИНС применялись следующие нелинейные типы:

- `psigmf`, представляющий собой произведение двух сигмоидальных функций;
- `gaussmf`, являющуюся симметричной функцией принадлежности Гауссовского вида.

Обучение ядра ИНС – ИНС осуществлено с помощью выявления оптимального варианта функционирования распределительного узла нагрузки СН НВ АЭС при минимизации функционала целевой функции $E(w)$:

$$E(w) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^p \sum_{m=1}^M (y_m^{(j)} - e_m^{(j)})^2 \quad (3.9)$$

где m – число выходов ИНС;

j – количество обучающихся выборок, подаваемых на вход сети;

$y_m^{(j)}$ – выход сети на j -том шаге;

$e_m^{(j)}$ – требуемый выход сети на j -том шаге [34].

В результате того, что функционал $E(w)$ может иметь произвольный вид, то задачу обучения, согласно выражения (3.9) необходимо воспринимать как многофакторную невыпуклую задачу оптимизации. При этом, основной задачей является настройка весов слоёв нейронной сети (и отдельных нейронов) таким образом, чтобы ошибка отработки: между требуемым и получаемым значениями была минимальна для всех i -тых элементов: e_i при $i = 1, 2, \dots, M$ [34].

Осуществим обучение ИНС посредством алгоритма hybrid (в аббревиатуре ПО Matlab), который является гибридным подходом, объединяющим методы обратного распространения ошибки и наименьших квадратов. Функционирование данного метода производится в рамках нескольких этапов.

Так, на первом этапе осуществляется определение обучающей выборки – X , а также задание значений параметров сети. В рамках данного этапа находятся значения выходных сигналов q_i скрытого слоя, после чего осуществляется аналогичная процедура для выходного слоя – y_i .

$$q_i = f\left(\sum_{l=0}^N w_{ij}^{(l)} x_j\right) \quad (3.10)$$

где j - количество нейронов скрытого слоя;

$w_{ij}^{(l)}$ - веса нейронов скрытого слоя;

x_j - вход нейронов;

q_i - выход j - того нейрона.

На второй стадии производится минимизация функционала $E(w)$:

$$xv(m+1) = w(m) + \Delta w, \quad (3.11)$$

где:

$$\Delta w = \eta p(w). \quad (3.12)$$

где η - коэффициент обучения ИНС;

$p(w)$ - направление оптимизации в многомерном пространстве.

Отметим основные структурные элементы реализации отмеченного подхода:

- база данных (БД) параметров электропотребления собственных нужд АЭС в предыдущих периодах – $P(i)$, совместно с данными об изменении режимов нагрузки собственных нужд АЭС;
- экспертная система определения значения векторов учёта влияния интегральных показателей энергопотребления: $M(i)$, $S(i)$;
- ИНС прогнозирования и управления динамикой параметров электропотребления собственных нужд АЭС.

Основной целью функционирования подсистемы АСДУЭ СН НВ АЭС служит формирование прогнозного вектора – $P(i+k)$ на будущий период – $(i+k)$ относительно i -го периода времени.

Входными параметрами ННР управления динамикой параметров распределения энергоресурсов собственных нужд НВ АЭС, структура которого представлена на рисунке 3.4, являются векторы циклических и случайных факторов. Данные параметры являются интегральными.

Последним вектором является выражение выборки распределения перетоков мощности базовых интервалов времени. На выходе ННР формируется величина мощности в будущих периодах – прогнозное значение [122].

В процессе функционирования электроэнергетической нагрузки

существенное влияние оказывают регулярная и случайная составляющие [122].

Циклическая составляющая вызвана сезонными колебаниями, биологическими ритмами, организацией рабочего дня и недели.

Случайная составляющая – входит в состав векторов $M(i)$ и $S(i)$ – определяется большим числом факторов, среди которых:

- температурные колебания в короткие промежутки времени (час, сутки);
- оперативные изменения в структуре элементов АСДУЭ;
- естественная освещённость окружающей среды [91, 114, 115].

Таким образом, отметим, что $M(i)$ может быть охарактеризован выражением вида:

$$M(i) = F(t_{окр.}(i-n); q_{окр.}(i-n); P(i-n)) \quad (3.15)$$

где $M(i)$ – вектор внешних циклических и случайных факторов;

$t_{окр.}(i-n)$ – воздействие температурного фактора на вектор внешних циклических и случайных факторов в предыдущих периодах $(i-n)$;

$q_{окр.}(i-n)$ – влияние естественной освещённости окружающей среды на вектор внешних факторов в предыдущие периоды времени $(i-n)$;

$P^*(i-n)$ – влияние электропотребления на вектор внешних циклических и случайных факторов в предыдущих периодах времени $(i-n)$.

Графики динамики энергопотребления в нагрузки собственных нужд АЭС, совмещённые с графиками динамики средней температуры воздуха окружающей среды. Данные взаимосвязи дают возможность оценить корреляцию влияния параметров окружающей среды – $t_{окр.}(i-n)$ на вектор $M(i)$.

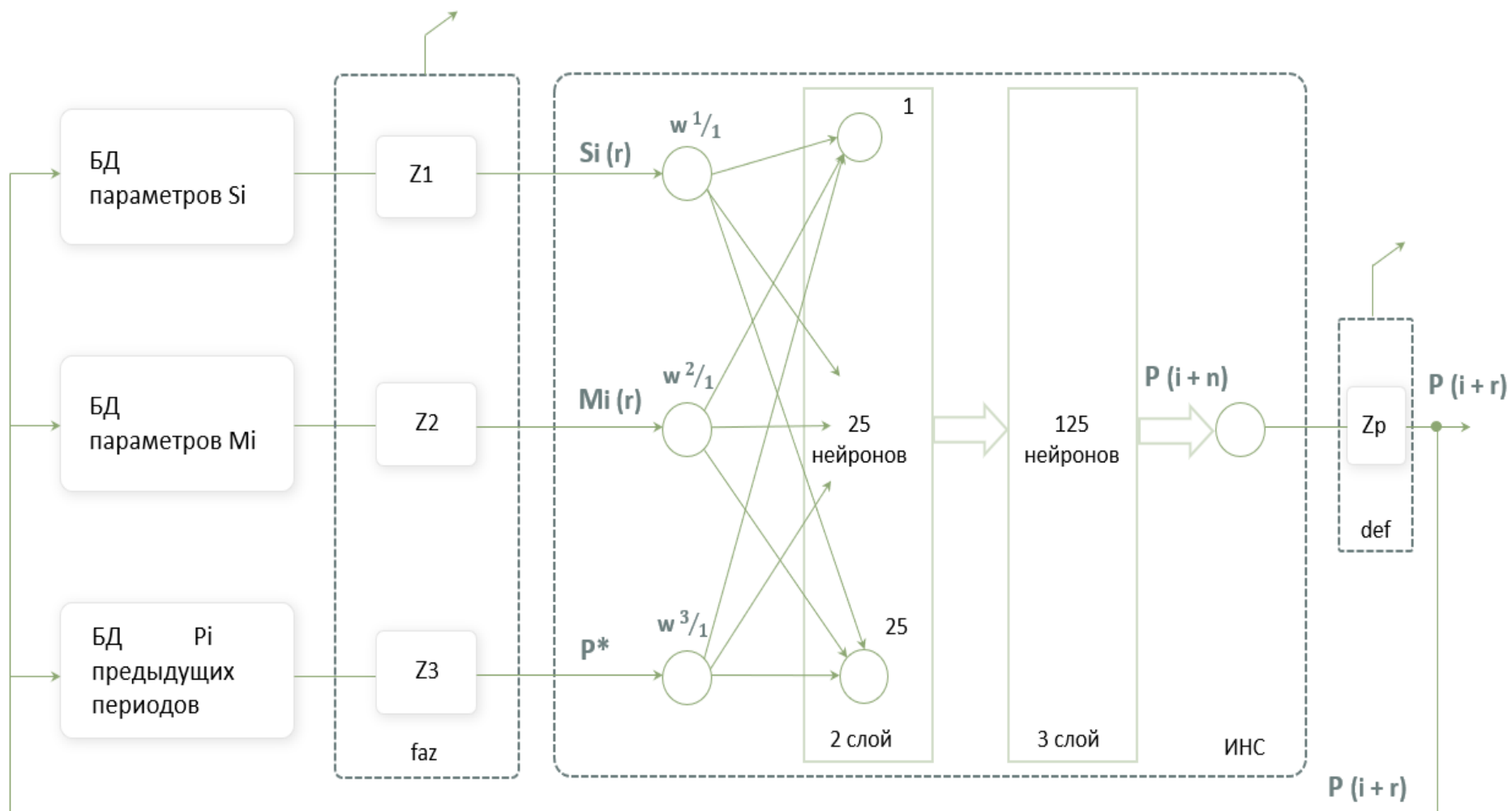


Рисунок 3.4 – Структура организации ННР управления распределением мощности в системе внутреннего энергоснабжения АЭС

Вектор $S(i)$ определяется следующим образом:

$$S(i) = F(r(i-n); r(i+n); \zeta_r) \quad (3.16)$$

где $S(i)$ - вектор внутренних (оперативные переключения) изменений нагрузки собственных нужд АЭС;

$r(i-n)$ - воздействие предшествующей динамики;

$r(i+n)$ - прогнозируемое воздействие динамики структуры нагрузки собственных нужд АЭС;

ζ_r - воздействие случайных изменений структуры нагрузки собственных нужд АЭС (в том числе – несштатные ситуации) на вектор оперативных переключений в нагрузки собственных нужд АЭС.

Формирование векторов $M(i)$ и $S(i)$ осуществляется экспертно на базе статистических данных за время наблюдения. При этом, мощность наблюдений должна быть не менее 5 лет. База данных энергопотребления в прошлых периодах – $P^*(i)$ осуществляется в интервале 5-15 лет с приданием большего веса значимости последнему периоду относительно предшествующих.

В основу рассматриваемого ниже модуля прогнозирования динамики энергопотребления нагрузки собственных нужд АЭС, которая организована на базе ANFIS Matlab, положено моделирование в соответствии с выражением [16, 72]:

$$G_{k+n} = R(k) \cdot G_k + \zeta_{\text{конт.длт.}(k+n)}, \quad (3.17)$$

где $R(k)$ - матрица для каждого момента времени, которая учитывает структуру и характеристики нагрузки собственных нужд АЭС;

$\zeta_{\text{конт.дин.}(k+n)}$ – вектор динамики неопределённой (и/или слабоформализуемой) составляющей для будущего периода: $k + n$;

G_k – вектор уровня энергопотребления в k - й дискрет времени.

Рассмотрим вектор учёта случайных составляющих в следующей форме:

$$\zeta_{\text{конт.дин.}(k+n)} = \zeta_m + \zeta_r \quad (3.18)$$

где ζ_m – степень воздействия случайных составляющих метеорологических факторов;

$R(k)$ – мера оценки воздействия циклических, а также случайных параметров на элементы АСДУЭ НВ АЭС в прогнозных периодах на основе априорной информации о нагрузке собственных нужд АЭС.

В таблице 3.1 приведены входные и выходные параметры модели управления энергопотреблением нагрузки собственных нужд АЭС в будущих периодах.

Таблица 3.1 – Входные и выходные сигналы ННС

№ п/п	Тип сигнала	Название сигнала	Единица измерения	Интервал измерения
1	Входной	Внешние воздействия на нагрузку - $M(i)$	Нормированное значение, %	- 350%...120%
2	Входной	Изменение структуры нагрузки - $S(i)$	Нормированное значение, о.е.	0...1
3	Входной	Тип временного интервала управления - $P^*(i)$	Нормированное значение, о.е.	1...3,8
4	Выходной	Значение потребления мощности в будущий период - $P(i+n)$	Нормированное значение, о.е.	0,5...3,5

Конечным результатом функционирования ННС является уточняющий коэффициент (совместно с базой данных предшествующих периодов), позволяющий получить абсолютные значения для управления динамикой энергопотребления.

В качестве целевой функции ННС в работе принят критерий [47, 150]:

$$J(t) = \frac{1}{2} \sum_i (d_i(t) - y_i(t))^2, \quad (3.19)$$

где $d_i(t)$ – планируемая величина управления потоков энергоресурсов для выхода сети;

$y_i(t)$ – фактическое значение потоков энергоресурсов выхода сети;

$J(t)$ – целевая функция оценки качества.

Условием остановки осуществляемого процесса обучения ННС [2, 38] является либо проведение заданного числа итераций: масштабируемый квант итераций – эпоха обучения; либо – по итогу достижение заданного уровня ошибки управления не превышающего величину (1,2 – 1,5)%.

Выводы

1. Определено, что в рамках существующих методов оптимизации потерь мощности, основанных, в основном на итерационных вычислениях [89], отсутствует учет неопределённых, а также слабоформализуемых факторов, которые влияют на фактическое распределение энергоресурсов. Ошибка функционирования достигает в таком случае 7 – 15 %.

2. Продемонстрированы возможности сформированного метода повышения качества электроснабжения СН НВ АЭС посредством организации итерационного процесса оптимизации. При этом, стоит заметить, что результаты были получены как в случае независимых начальных условий: распределение энергоресурсов в

точках межсистемных связей известно; так и применительно к варианту с зависимыми начальными условиями: распределение энергоресурсов в точках взаимосвязи смежных элементах локальных систем нагрузки неизвестно.

3. Показано, что организация ННС в вопросах прогнозирования динамики потребления энергоресурсов в оптимизационной модели, организованной по критерию минимума потерь активной мощности в элементах СН НВ АЭС, даёт возможность снизить значение ошибки до значений 1,5 – 3 % [17, 18].

4. Установлено, что предложенная структура ННС и ИНС для локальных технологических объектов в узлах энергопотребления, а также программное обеспечение на их основе, позволяют оптимизировать режимы работы локальных систем нагрузки собственных нужд АЭС по критерию оптимальности энергораспределения, превосходящие по точности существующие аналоги на величину 1,7 – 5,2 %.

5. Показано, что разработанные модули программной реализации технологического процесса преобразования потоков энергоресурсов (мощности и электроэнергии) имеют отличительную особенность в виде улучшенных показателей интеграции со средой имитационного моделирования Matlab, в сравнении с применяемыми в локальных системах комплексами расчёта (РАП ОС, Rastr – Win).

Глава 4 Построение нечётких регуляторов в структуре автоматизированной системы управления локальными объектами внутреннего энергораспределения АЭС

4.1 Структура нечёткого регулятора на основе ННС совместно с эталонной ННС

Основным элементом, в рамках которого целесообразна реализация нечётких регуляторов локальных объектов собственных нужд НВ АЭС является СКУ ЭЧ, частично рассмотренная в первой главе.

В рамках выполнения своих функций, касающихся функционирования объектов собственных нужд НВ АЭС, СКУ ЭЧ обеспечивает:

- контроль и управление электротехническим оборудованием с блочного пункта управления (БПУ), включая предоставление оперативному персоналу детализированной информации о текущем режиме и схеме коммутации электротехнического оборудования, нарушениях нормального режима работы и неисправностях электротехнического оборудования, устройств релейной защиты и оборудования СКУ ЭЧ;

- предоставление обслуживающему персоналу СКУ ЭЧ детализированной информации о текущем режиме и схеме коммутации электротехнического оборудования, нарушениях нормального режима работы и неисправностях электротехнического оборудования, устройств релейной защиты и оборудования СКУ ЭЧ (включая электротехническое оборудование и устройства релейной защиты САЭ), а также результатов регистрации быстротекущих процессов (осциллографирования), выполняемой микропроцессорными устройствами релейной защиты.

Структурная схема СКУ ЭЧ НВ АЭС приведена на рисунке 4.1, состав элементов на данном рисунке подробно описан в Приложении А.

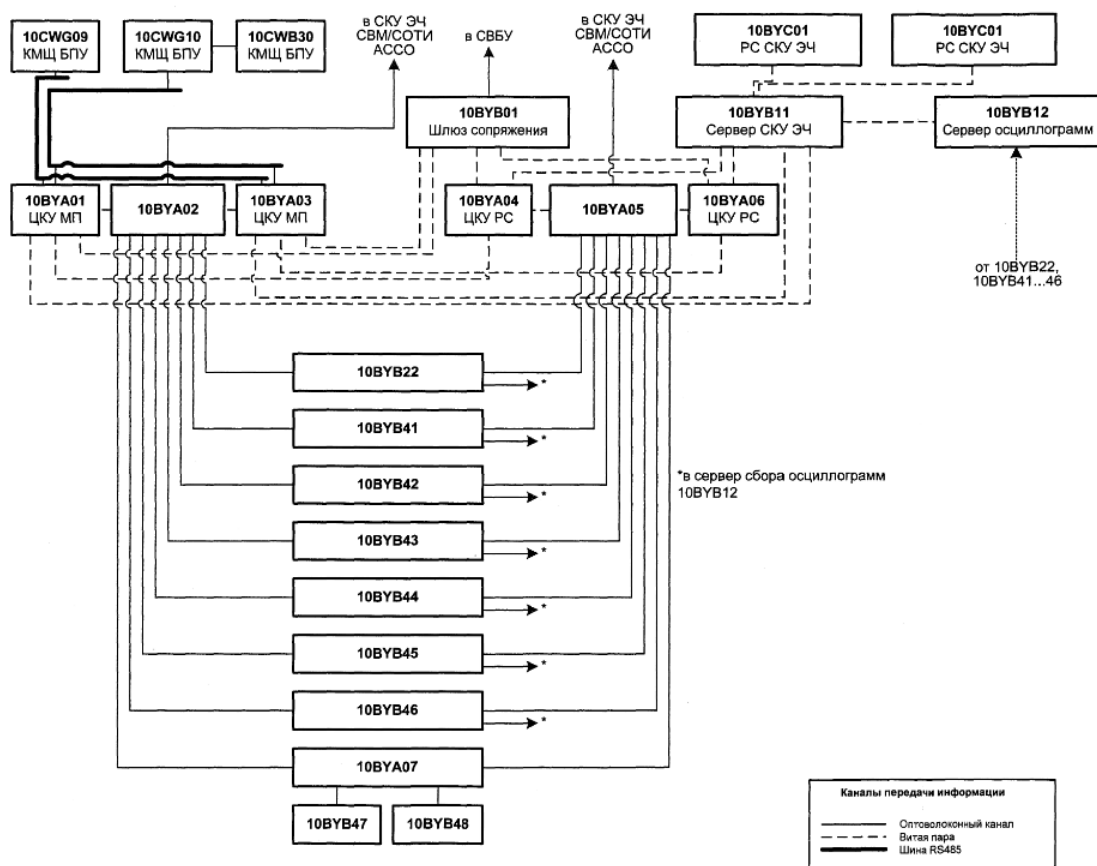


Рисунок 4.1 – Структурная схема СКУ ЭЧ НВ АЭС

Как было отмечено в 1 главе, важная роль в оптимизации режимов локальных сетях собственных нужд АЭС остается за вопросами функционирования систем эффективного электроснабжения непосредственно потребителей электроэнергии.

С целью организации оптимальных режимов по минимизации потерь энергоресурсов, как правило, используется алгоритм, содержащий 2 базовых блока – представлена на рисунке 4.2.

В первом блоке реализуется формирование базы данных исходных параметров силовых автотрансформаторов, трансформаторов, шунтирующих реакторов, батарей статических конденсатор на подстанциях, ЛЭП и основных потребителей электрической мощности.

Второй блок является структурой, отвечающей за последовательную оптимизацию технологического процесса.

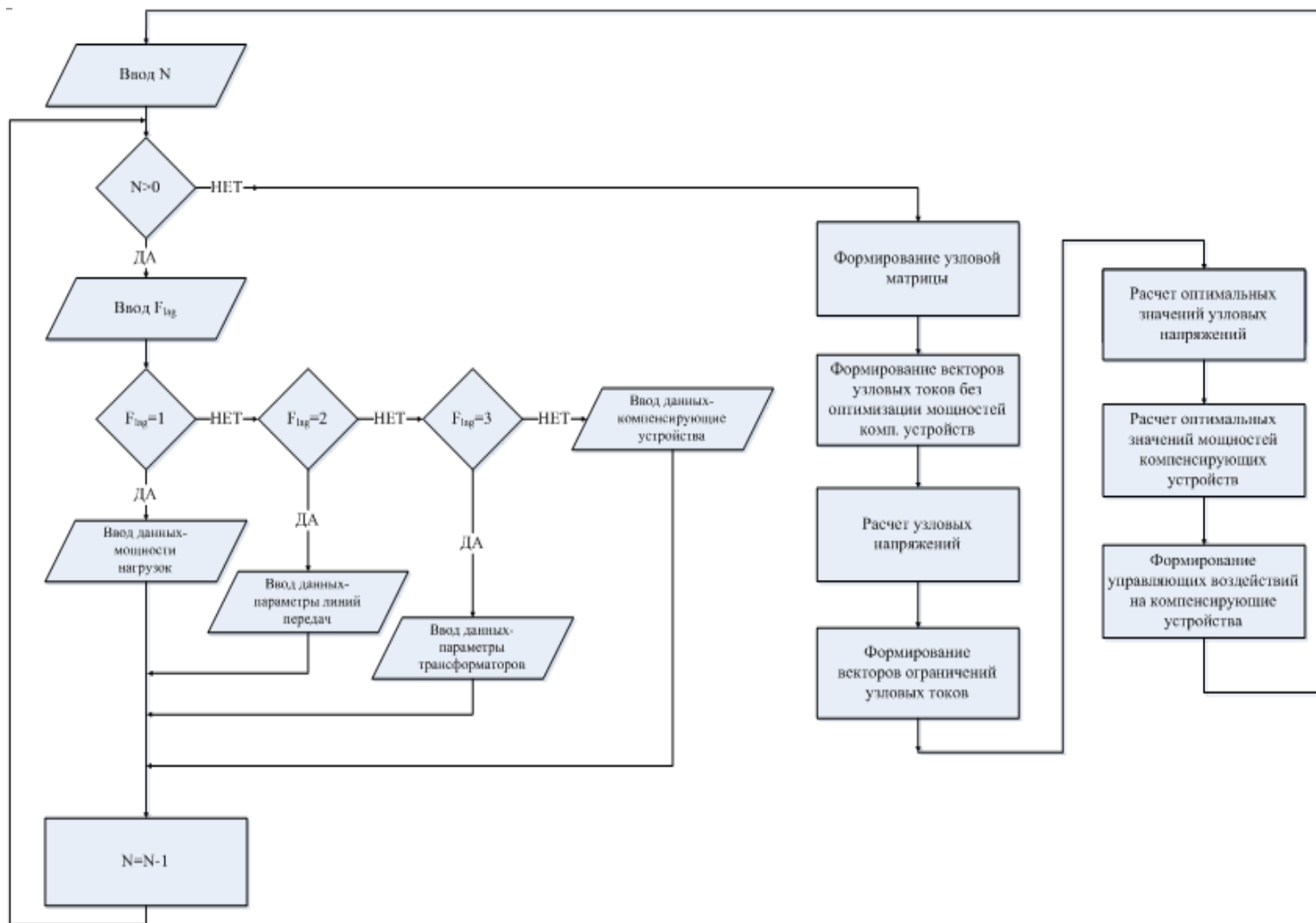


Рисунок 4.2 – Блок-схема типового алгоритма оптимизации режимов локальных сетей собственных нужд АЭС

Всем таким программным продуктам свойственна недостаточная точность расчетов, определяемая наличием слабо формализуемых и непредсказуемо изменяемых параметров. Поэтому целесообразно дополнять такие программы блоками с нечеткими нейронными сетями, которые позволяют с достаточной степенью точности формировать массив параметров, воздействующих на рассматриваемую систему, просто и адекватно учитывать сложно формализуемые параметры на основе принципов лингвистического программирования [182].

Программы, реализованные на основе блоков с нечеткими нейронными сетями, способны с большей скоростью проводить необходимые преобразования (расчеты) за счет использования сразу нескольких каналов обработки информации, надежно функционировать в аварийных ситуациях нарушения работы части элементов и даже целых каналов передачи информации [65].

Таким образом, в данной главе произведён синтез нечёткого регулятора – ННР – на основе ННС совместно с эталонной моделью, которая организована на ИНС.

На рисунке 4.3 отражена структурная схема ННР, использующего фактическую динамику вектора управляющей функций в i -тый дискрет времени – $g_{31.}(i)$, а также выход эталонной модели объекта управления – $y_{oy.}(i)$.

Адаптивность данного решения обеспечивается с помощью векторов подстройки: ω_1, ω_2 , которые осуществляют корректировку входных термов и активационных функций.

Так как $g_{31.}(i)$ и $y_2(i+r)$ входят в структуру векторов $P(i), M(i), S(i)$ для ННР, приведённой на рис.4.3, их структура аналогична отмеченной ранее тройке векторов.

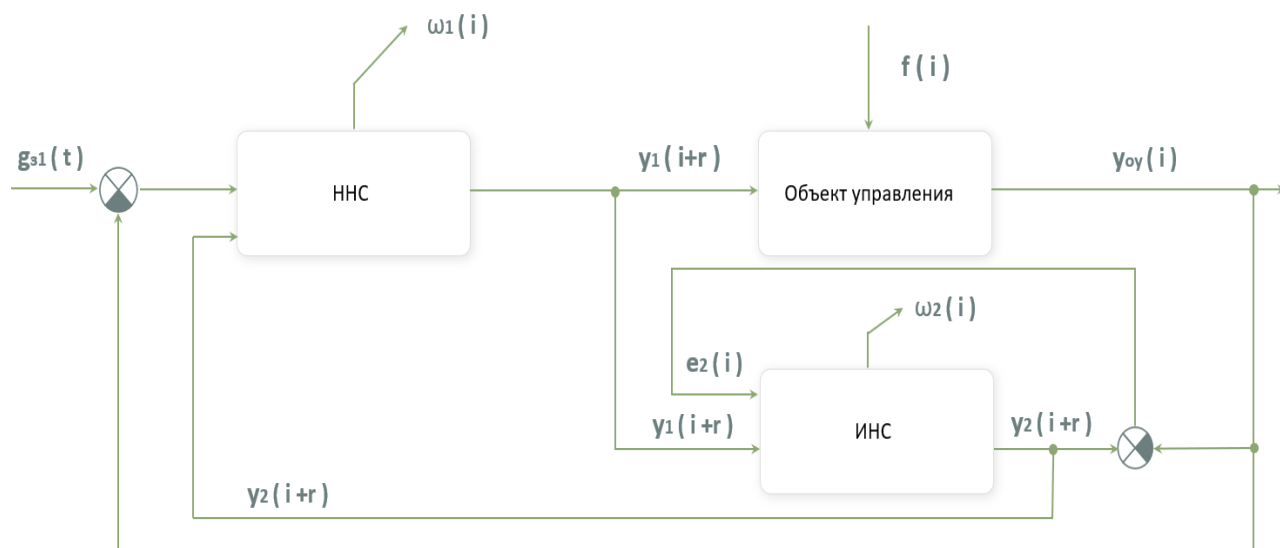


Рисунок 4.3 – Структурная схема ННР с эталонной моделью на основе ИНС применительно к различным уровням иерархии систем внутреннего энергоснабжения АЭС

Структура входных векторов ННР соотносится со структурой ННР, приведённого на рисунке 3.4: $P(i), M(i), S(i)$. Отличие заключается в том, что вектора: $g_{s,}(i)$ и $y_2(i+k)$ входят как составные части во все три, обозначенных выше, вектора.

В итоге организации данной структуры ННР, рассматриваемый в рамках данного раздела является инверсной моделью ОУ и служит управляющим контроллером, который характеризуется адаптивными свойствами, которые позволяют ему осуществлять всесторонний учёт неопределённых и слабоформализуемых факторов.

Отметим, что структура ННР, приведённая на рисунке 4.1 используется в рамках моделей, организованных в данной главе как для задач регулирования напряжения питания в объектах собственных нужд НВ АЭС, так и в локальных системах управления узлов (и их элементов) энергопотребления. Данное обстоятельство обусловлено следующими факторами [98]:

– вычислительное ядро реализации – ИНС – имеет свободномасштабируемую структуру, аналогичную приведённой в главе 3: обладает возможностью настройки функции принадлежности термов;

– удовлетворяет требованиям, предъявляемым к элементам АСДУЭ произвольной структуры;

– наличие эталонной модели на основе ИНС, которая отражает свойства реального объекта управления, что, в свою очередь, позволяет существенно повысить качество управляющих воздействий в элементах распределения энергоресурсами (объектах АСДУЭ).

Наилучшие результаты в рамках проведённого исследования [24,112] показали функции принадлежности следующих типов:

– П-образная;

– гауссовского типа.

Выход ННР организован посредством применения линеаризованного значения. Эталонная модель представляет собой ИНС, являющуюся многослойным персептроном, обученным на алгоритме скоростного обратного распространения ошибки. Структура и настройки варьируются в зависимости от размерности объекта управления.

4.2 Алгоритм регулирования напряжения в локальных узлах передачи энергоресурсов

Для формирования базовой модели для разработанного программного комплекса анализа и управления распределенными объектами нагрузки собственных нужд АЭС, в дальнейшем применялись СХН в форме представления полинома второй степени [52]. Такой вид записи СХН весьма удобен именно для рассматриваемых в данной работе средств управления режимами нагрузки собственных нужд НВ АЭС, путем регулирования напряжения силовыми автотрансформаторами. Действительно, анализируя полиномы СХН (4.1,4.2), можно сделать вывод о том, что возможно реализовывать управление

энергоресурсами мощности с помощью варьирования уровня напряжения на силовых автотрансформаторах – U. Далее, в качестве примера модели разрабатываемого программного комплекса, будет рассмотрена типовая для нагрузки собственных нужд НВ АЭС, приведённая к эквивалентированному виду, однолинейная оперативная схема которой была приведена на рисунке 4.4.

Соппротивления элементов схемы замещения:

- в числителе даны индуктивные значения; в знаменателе – активные;
- сопротивления приведены к базисной мощности 667,67 МВА и к базисному напряжению своей ступени.

ЭДС источников приведены к базисному значению напряжению данной ступени. В качестве исходных коэффициентов СХН рассмотрим уравнения (4.1), (4.2), которые приняты основополагающими для имитационной модели СУ двух силовых трансформаторов: АТ1 и АТ2 узла энергопотребления НВ АЭС:

- для АТ1

$$\left\{ \begin{array}{l} P_1(U) = P_{ном}(U) \cdot \\ \left[2,18 - 1,56 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 3,56 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right]; \\ Q_1(U) = Q_{ном}(U) \cdot \\ \left[6,24 - 3,9 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 4,8 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right]; \end{array} \right. \quad (4.1)$$

- для АТ2

$$\begin{cases} P_2(U) = P_{2ном}(U) \cdot \\ \left[3,51 + 2,89 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 1,14 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right]; \\ Q_2(U) = Q_{2ном}(U) \cdot \\ \left[2,85 - 2,4 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 5,2 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right]; \end{cases} \quad (4.2)$$

Приведённые зависимости использованы для определения эффективности организации системы управления на основе модуля нечёткого нейронного регулирования (база – ННР). Входные и выходные параметры, заданные и полученные в результате оптимизации энергопотребления нагрузки собственных нужд НВ АЭС, приведены в таблице 4.1 – для метода Лагранжа, и в таблице 4.2 – для модифицированного метода Ньютона – Рафсона.

Таблица 4.1 – Входные и выходные параметры оптимизации нагрузки собственных нужд НВ АЭС по критерию минимума потерь активной мощности при зависимых начальных условиях – метод Лагранжа

Входные параметры	$x_I : U_I = 10,0 \text{ кВ}; \theta_I = 54,2^\circ$	$x_{bI} : U_{bI} = 24,5 \text{ кВ}; \theta_{bI} = 32,2^\circ$
	$n_b = 1$	$P_{bI} = 81,3 \text{ МВт}$
	$u_I (\Delta P^P , \Delta Q^P) : \Delta P^P = 5,43 \text{ МВт}; \Delta Q^P = 5,74 \text{ МВар}$	
	$p_I : r_{m.B} = 0,241 \text{ Ом}; x_{m.B} = 0,160 \text{ Ом}; r_{m.C} = 0,068 \text{ Ом}; x_{m.C} = 0 \text{ Ом};$ $r_{m.H} = 0,0005 \text{ Ом}; x_{m.H} = 0,0006 \text{ Ом};$ $g_m = 12 \cdot 10^{-7} \text{ См}; R_m = 0,83 \cdot 10^6 \text{ Ом}; b_m = 1,9 \cdot 10^{-6} \text{ См}; L_m = 1678,16 \text{ Гн}$	
Выходные параметры	$x_{I(k+1)} : U_{I(k+1)} = 10,2 \text{ кВ};$ $\theta_{I(k+1)} = 56,1^\circ$	$x_{bI(k+1)} : U_{bI(k+1)} = 24,8 \text{ кВ};$ $\theta_{bI(k+1)} = 34,3^\circ$
	$\Delta W_{\text{optim}}(u_{I(k+1)}) : \Delta P^P = 2,72 \text{ МВт}; \Delta Q^P = 2,69 \text{ МВар}$	

Таблица 4.2 – Входные и выходные параметры оптимизации нагрузки собственных нужд НВ АЭС по критерию минимума потерь активной мощности при зависимых начальных условиях – модификация метода Ньютона- Рафсона

Входные параметры	$\bar{P}_i(U^{(p)}; \theta^{(p)}): U^{(p)} = 242,0 \text{ кВ}; \theta^{(p)} = 32,2^\circ; \Delta P^P = 5,43 \text{ МВт}$
	$\bar{Q}_i(U^{(p)}; \theta^{(p)}): U^{(p)} = 242,0 \text{ кВ}; \theta^{(p)} = 32,2^\circ; \Delta Q^P = 5,74 \text{ МВар}$
Выходные параметры	$\Delta W_{\text{optim}}(\bar{P}'_i(U'^{(p)}; \theta'^{(p)}); \bar{Q}'_i(U'^{(p)}; \theta'^{(p)})): \Delta P'^P = 4,43 \text{ МВт}; \Delta Q'^P = 4,69 \text{ МВар};$ $U'^{(p)} = 202,8 \text{ кВ}; \theta'^{(p)} = 29,1^\circ$

В ходе проведения данного имитационного моделирования в качестве эталонной модели, входящей в состав ННР, была организована ИНС, которая обучалась на схемах замещения автотрансформаторного оборудования.

Модуль имитационной модели имеет следующие параметры (заметим, при этом, что они аналогичны как для АТ-1, так и АТ-2):

- структура организации – многослойный персептрон;
- количество нейронов скрытого слоя – 270;
- выборка интервала – 0,30 с.;
- объём тренировочной выборки – 5500;
- число эпох настройки – 550;
- алгоритм настройки – trainbr.

На входе обучающей выборки присутствуют линейные напряжения питания: u_{AB} , u_{BC} , u_{CA} . В качестве выходного сигнала эталонной модели реализованы прогнозные значения: u_{ABreg} , u_{BCreg} , u_{CAreg} состояния ОУ в последующие дискреты времени. Для каждого из этих каналов актуальна структура, представленная на рисунке 4.5.

4.3 Алгоритм регулирования напряжения в узлах нагрузки

Большие возможности открываются при применении ННС в СУ отдельных объектов низковольтных сетей электроснабжения. Суть подобных систем управления видится в организации разветвлённой структуры ввода – вывода совместно с параллельной и распределённой обработкой (анализом) информации.

4.3.1 Алгоритм регулирования исполнительных асинхронных ЭП собственных нужд НВ АЭС

Аппаратная реализация систем управления основана на использовании микроконтроллерной технике. Последняя обладает большими ресурсами, позволяющими не только повысить энергоэффективность силового оборудования, но и существенно расширить их функциональные возможности в направлении оптимизации режимов и адаптивности, в т.ч., с внедрением ИНС [66, 192, 248]. ИНС способны самостоятельно обучаться при очень широком спектре внешних, непредсказуемо изменяемых условиях [113, 159].

Так, в наиболее распространенной системе автоматизированного ЭП (преобразователь частоты – асинхронный двигатель «ПЧ – АД»), ИНС могут решать вопросы IR, IZ компенсации, учета влияния окружающей среды, а также оптимизации алгоритма настройки контуров управления на технический оптимум.

Для определения эффективности ИНС по обозначенным выше вопросам, было проведено имитационное моделирование часто применяемой структуры преобразователей частоты асинхронных двигателей - трансекторное частотного управление [248].

Имитационная модель реализована на основе Matlab на примере асинхронного двигателя АИР180М4У3 с параметрами $P = 30 \text{ кВт}$, $\eta = 91.5 \%$, $\cos \varphi = 0,87$, $n = 1470 \text{ об/мин}$, $J = 0.19$ [110].

В модели варьировались значения нагрузки и задания, в соответствии с типовыми графиками нагрузки система ГВС и ХВС для достижения оптимума заданного параметра (или нескольких параметров).

Стыковка системы трансекторного управления совместно с источником питания, а также элементами вывода данных, реализована моделью, представленной на рисунках 4.7 – 4.9.

С помощью разработанной имитационной модели анализировалась работа как обычной системы частотного регулирования асинхронного двигателя, так и вариант с использованием ИНС [140].

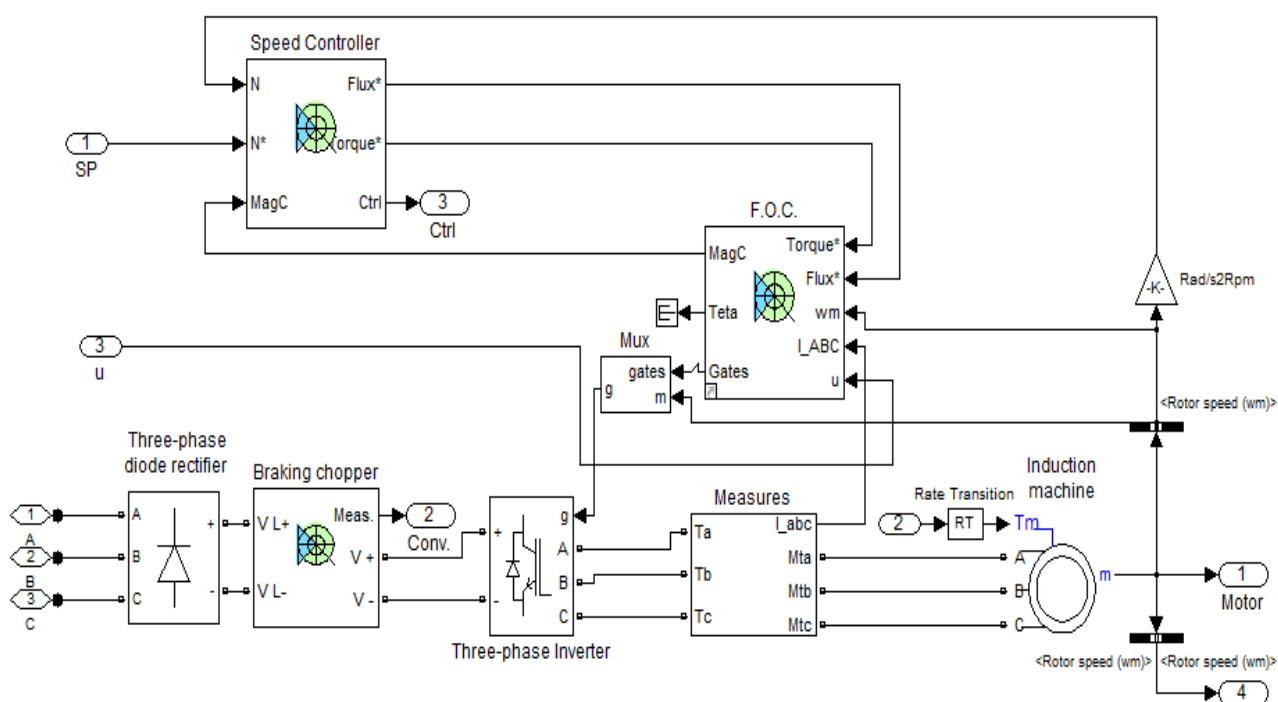


Рисунок 4.7 – Имитационная модель системы трансекторного управления (FOC)

Результаты по проведенному имитационному моделированию систем частотного регулирования АД с использованием ИНС представлены в приложении Г (рисунки Г1-Г5). Полученные данные свидетельствуют о эффективности (снижение потерь в обмотках статора) применения предложенной системы трансекторного частотного управления, включающей элементы ИНС [154].

При этом динамические показатели переходных процессов типовых режимов ЭП не ухудшаются [140]. Но учитывая большую распространенность режимов работы ЭП, в которых переходные процессы играют определяющую роль, данный вопрос был рассмотрен отдельно.

В сфере жилищно – коммунального хозяйства (ЖКХ) используются огромное количество автоматизированных электроприводов на основе асинхронного двигателя (системы УПП и ПЧ-АД) для насосного и вентиляторного оборудования [33].

Данное оборудование зачастую работает в повторно – кратковременных режимах. Потому большое внимание уделяется энергоэффективным технологиям снижения энергопотерь и в динамических режимах.

Рассмотренный выше подход по реализации систем управления автоматизированными электроприводами с использованием ИНС, был апробирован и для динамических режимов. При этом, следует отметить, что достигается решение проблемы выбора оптимальных значений нейросети, а также «переобучением» ИНС [128].

Структура и параметры разработанной имитационной модели представлены в Приложении Г.

Анализ проведенного моделирования динамических режимов системы автоматизированного ЭП с ИНС дал снижение величин перерегулирования, колебательности и времени переходного процесса от 7 до 12 %, при повышении электрических потерь (до 5%) в статорных обмотках [161,162].

Дополнительно можно отметить, что использование структур ИНС в СУ частотных регуляторов скорости ЭП таких высокоточных (с точки зрения позиционирования) исполнительных механизмов, как манипуляционные роботы, дает хорошие результаты не только по факторам энергоэффективности и качества переходных процессов, но и реализации конкретной структуры микропроцессорной системы динамического управления подобными объектами [261].

Имитационное моделирование систем управления устройств плавного пуска с ИНС показывает возможность получения дополнительного экономического эффекта около 10 % (при увеличении стоимости СУ не более чем на 2,5 %) [150].

4.3.2 Алгоритм регулирования тепловой нагрузки ЦТП собственных нужд НВ АЭС

Реализация энергосберегающих технологий в ключе программных решений, диктует необходимость перехода от рассмотрения отдельных потребителей электроэнергии к целым объектам (совокупность распределенных электрических нагрузок), например, узлы тепловой нагрузки собственных нужд (УТН СН) [274, 275] НВ АЭС.

Проблемы эффективного функционирования УТН СН имеют существенно слабоформализуемые и неопределённые факторы с позиций математического описания систем объектов.

Так, в детализированном виде, можно выделить 3 основных подсистемы моделирования, которые отмечены на рисунке 4.10. Анализ данных структур как единого целого, позволяет сделать следующие заключения [160]:

– модель УТН СН характеризуется набором параметров техпроцесса: температура, давление, а также расход теплоносителя в прямом и обратном каналах;

- модель трубопровода: длина и сечение линии, его гидравлическая схема;
- модель объекта управления УТН СН [159].

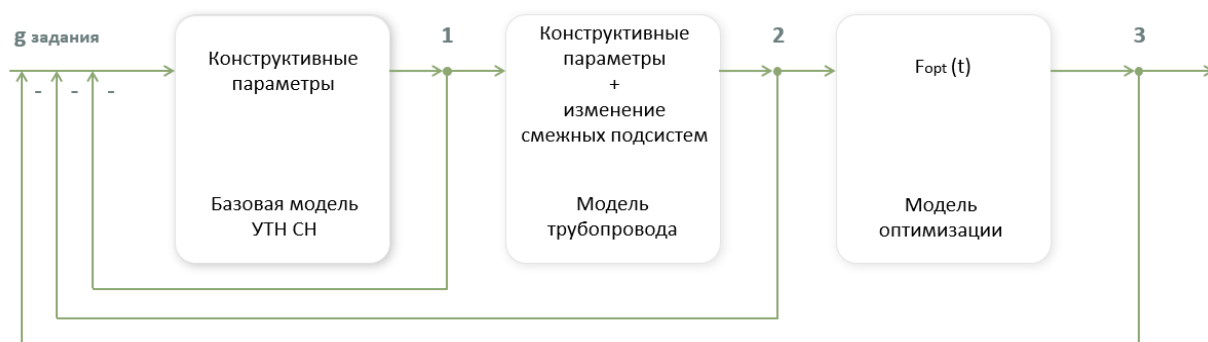


Рисунок 4.10 – Структурная модель организации УТН СН НВ АЭС

С точки зрения энергоэффективности эксплуатации УТН СН, целесообразен учет таких основных параметров как тепловая производительность – Q^{SP} и давление в трубопроводе – P_n для УТН СН.

Тепловую производительность можно определить, как [155]:

$$Q^{SP} = Q_0^{SP} + Q_h^{SP} + Q_v^{SP}, \quad (4.1)$$

где Q_0^{SP} – расчётная тепловая мощность на отопление;

Q_h^{SP} – расчётная тепловая мощность на нужды ГВС;

Q_v^{SP} – расчётная тепловая мощность на вентиляцию.

Величину давления в элементах трубопровода можно определить, как:

$$P_n = P_{подг} + P_{труб} + P_{ном} \quad (4.3)$$

где P_n – давление, необходимое для организации технологического процесса;

$P_{подг}$ – давление, требуемое для компенсации сопротивления элементов распределения УТН СН;

$P_{труб}$ – давление, требуемое для компенсации сопротивления элементов распределения трубопровода;

$P_{пот}$ – давление, требуемое для компенсации сопротивления элементов распределения трубопровода потребителя [133].

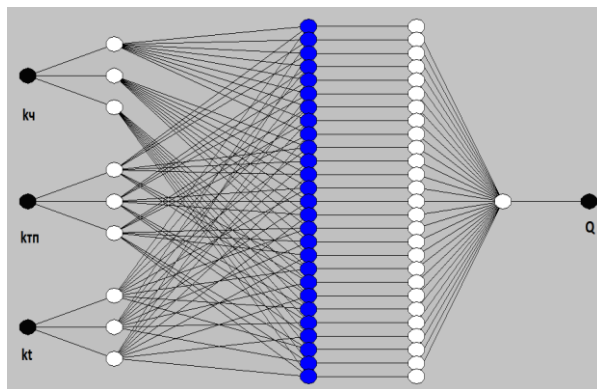
Для оценки величины снижения $P_{труб}$, воспользуемся формулой Дарси – Вейсбаха [22]:

$$P_{труб} = 1,1 \div 1,3 \text{ МПа}; P_{подг} + P_{пот} = 0,1 \div 0,3 \text{ МПа}.$$

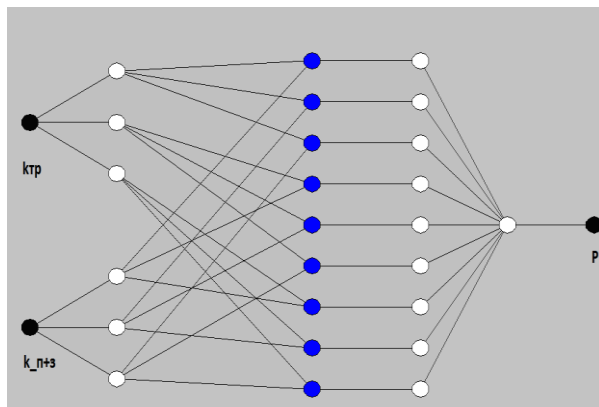
Значения вариационных коэффициентов k_q , k_{mn} , k_{mp} , k_{n+z} были нормированы для реализации имитационной модели системы управления и самого УТН СН, и сведены в таблицы (приложение Г, таблицы Г1, Г2) [155].

Для решения поставленной задачи, отдельно были реализованы две имитационные модели системы управления УТН СН: для тепловой производительности и давления, в соответствии с принятой структурой ННС и правилами обучающей выборки (приложение Г, таблицы Г1 – Г4).

Полученные, в результате имитационного моделирования, графики изменения базовых параметров пространств состояния представлены на рисунках 4.11, 4.12.



а



б

Рисунок 4.11 – Структура нечеткой нейронной сети СУ УТН СН: а – Q^{SP} ; б – P_n

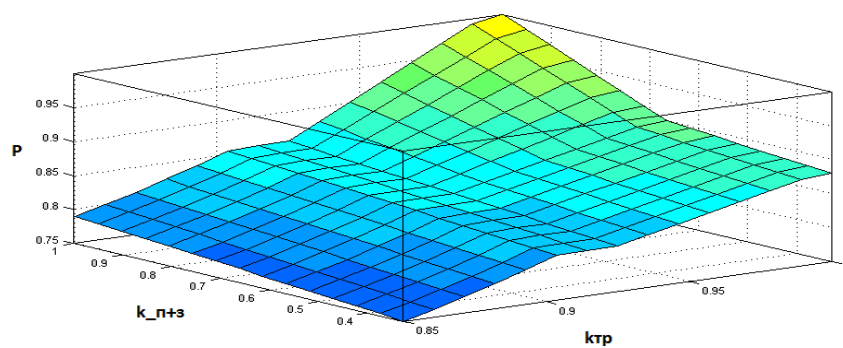
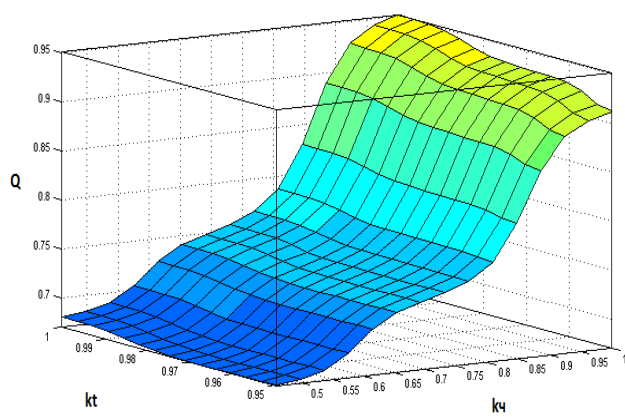
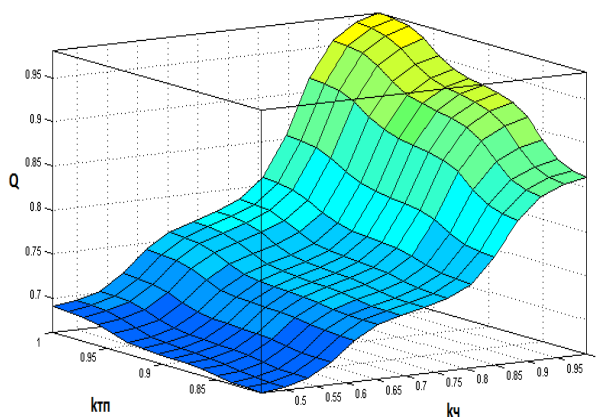


Рисунок 4.12 – Трехмерная зависимость $P_n = f(k_{mp}, k_{-n+3})$



А



б

Рисунок 4.13 – Трехмерные зависимости Q: а – $Q^{SP} = f(k_t, k_q)$;

$$\bar{Q} = Q^{SP} = f(k_{mn}, k_q)$$

На основании анализа полученных зависимостей, можно отметить следующее.

Использование модулей ННС в СУ управления УТН СН дают возможность оптимального регулирования давления и тепла при учете более широкого набора входных параметров. Как следствие, повышается энергоэффективность ЦТП. При этом сохраняется качество регулирования по основным параметрам.

Для рассматриваемого УТН СН, имитационное моделирование показало возможность оптимизации теплового потока – от 0,65 до 1,0 номинального значения, а давления в трубопроводе – от 0,75 до 1,0 номинального значения [155].

Выводы

1. Показано, что эффективность существующих в современном электросетевом комплексе мероприятий по повышению качества электроснабжения и энергосбережения, может быть существенно увеличена при использовании предложенных в работе алгоритмических решений.

2. Показано, что предлагаемый методологический подход к оптимизации режимов в распределительных сетях и узлах нагрузки собственных нужд НВ АЭС, положенный в основу универсального программного комплекса и включающий блок ИНС-ННС, может быть использован для широкого круга объектов локальных сетей и индивидуальных потребителей электроэнергии.

3. На основе апробации предложенного методологического подхода реализации ИНС в системах трансекторного частотного управления типовыми ЭП (системы «преобразователь частоты – асинхронный двигатель») с использованием имитационного моделирования, получены результаты, которые свидетельствуют о снижении потерь в обмотках статора (3-10%) и снижении

величин перерегулирования, колебательности и времени переходного процесса от 7 до 12 %.

4. Результаты апробации предложенного методологический подхода использования ИНС для типового промышленного объекта – узла тепловой нагрузки собственных нужд (УТН СН) на базе имитационного моделирования, свидетельствуют о возможности оптимизации теплового потока и давления в трубопроводе.

Глава 5 Программно-аппаратный комплекс управления перетоками мощности в системе внутреннего энергоснабжения АЭС

5.1 Структура программно-аппаратного комплекса

С целью повышения показателей точности процессов управления динамикой энергопотребления в элементах собственных нужд НВ АЭС как в оперативном (час/день/месяц), так и в среднесрочном периоде (месяц/год), предложена организации ННС на основе алгоритмов Мамдани и Сугено. Данные подходы были практически реализованы с помощью ПО Matlab – ANFIS системы.

Получены результаты влияния на точность рассматриваемого технологического процесса следующих факторов:

- выбора термов функций принадлежности;
- вариантов и типов обучающей выборки;
- изменения структуры ИНС;
- вариациям времени обучения (эпох).

В целях осуществления процесса оперативного и среднесрочного управления нагрузкой собственных нужд НВ АЭС были применены почасовые данные перетоков мощности в характерные недели, содержащие режимные дни – июня и декабря 2020 года (соответственно: 15-21 июня и 14-20 декабря) [132].

Для нахождения зависимостей при среднесрочном управлении динамикой энергопотребления были задействованы статистические данные с июня и декабря 2020 года. В целях организации базы данных предыдущих собраны значения энергопотребления рассматриваемого объекта за 10 последних лет: с 2009 по 2019 года.

Вид функциональной схемы ННС, полученный с помощью ANFIS системы, приведён на рисунке 5.1. Входные и выходные параметры для различных алгоритмов реализации приведены в таблицах 5.1 и 5.2.

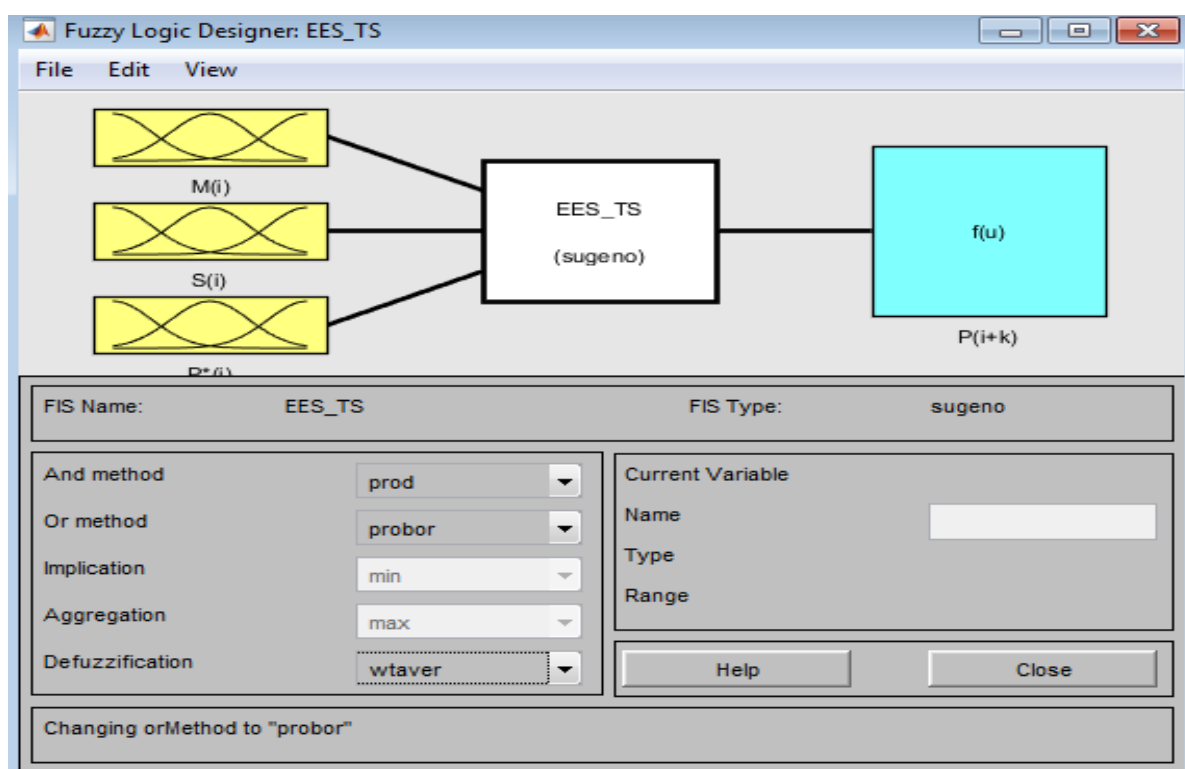


Рисунок 5.1 – Вид функциональной схемы ННС на базе ANFIS – системы

В качестве алгоритма обучения использовалось сочетание метода наименьших квадратов и метода убывания обратного градиента (hybrid) совместно с изменяющейся структурой типов входных термов принадлежности.

В таблицах 5.1, 5.2 приведены настройки ННС, обучаемой в соответствии с описанными выше решениями.

Таблица 5.1 – Настройки ННС: вариация по алгоритму Сугено

1.Тип сети – ННС (Сугено)			
2. Архитектура ввода-вывода данных			
Распределение термов принадлежности ($M(i) \times S(i) \times P^*(i)$)	Кол-во правил обучения, ед.	Типы передаточных функций входных термов	Типы передаточной функции выходного терма
5×5×5; 10×5×5;15×5×5	195	trapmf; dsigmf; psigmf	constant
3. Топология и обучение ИНС (многослойный персептрон)			
Кол-во слоёв всего, ед.	Кол-во скрытых слоёв, ед.	Число элементов обучающей выборки, ед.	Число элементов тестовой выборки, ед.
5	3	20 530	451
Условия остановки обучения - рост среднеквадратической ошибки			
Метод обновления весов искусственной нейронной сети – эпоха			

Таблица 5.2 – Настройки ННС: вариация по алгоритму Мамдани

1.Тип сети – ННС (Мамдани)			
2. Архитектура ввода-вывода данных			
Распределение термов принадлежности ($M(i) \times S(i) \times P^*(i)$)	Кол-во правил обучения, ед.	Типы передаточных функций входных термов	Типы передаточной функции выходного терма
5×5×5; 10×5×5;15×5×5	195	trapmf; dsigmf; psigmf	linear
3. Топология и обучение ИНС (многослойный персептрон)			
Кол-во слоёв всего, ед.	Кол-во скрытых слоёв, ед.	Число элементов обучающей выборки, ед.	Число элементов тестовой выборки, ед.
5	3	20 530	451
Условия остановки обучения - рост среднеквадратической ошибки			
Метод обновления весов искусственной нейронной сети – эпоха			

Прогнозирование графиков нагрузки на заданные интервалы времени (как краткосрочные, так и долгосрочные) лежит в основе планирования и управления режимами электроэнергетических систем, нахождении баланса в соотношении между потребностями в электроэнергии со стороны потребителя

и средствами удовлетворения данной потребности со стороны производителей. От того, насколько точным будет прогноз, зависит оптимальность управления, которая, в свою очередь, способна обеспечить отсутствие издержек или ущерба. Так как этот аспект является чрезвычайно критичным, разработке алгоритмов прогнозирования графиков нагрузки уделяется большое внимание. Современные инструменты и технологии, обеспечивающие сверхточные результаты прогнозов даже в быстроизменяющихся условиях, способны гарантировать минимальные издержки в распределении электроэнергии.

В качестве языка программирования для написания проекта информационной системы прогнозирования был выбран простой и многофункциональный язык C# как один из наиболее популярных среди существующих объектно-ориентированных языков программирования. Язык программирования C# – это полнофункциональный объектно-ориентированный язык, который полностью базируется на объектно-ориентированных принципах, что очень удобно при разработке сложных комплексных программ [41, 137].

Для возможности работы со сведениями, хранящимися в БД, используются системы управления базами данных (СУБД). К основным функциям СУБД относят:

- определение данных (описание структуры баз данных);
- обработка данных;
- управление данными.

Разработка структуры БД – важный этап, которому необходимо уделить достаточно внимания при проектировании базы данных. Структура БД (набор, форма и связи составляющих ее таблиц) – одно из главных проектных решений при создании приложений, использующих БД. Созданная разработчиком структура БД описывается на языке определения данных СУБД.

Для выполнения операций управления информационными потоками применяется механизм запросов к базе данных. В качестве результата

выполнения запросов пользователю предоставляется либо отобранное по заданным критериям множество записей, либо факт изменения данных в таблицах. Запросы к базе формируются с помощью специально созданного для этого языка, который называется «язык структурированных запросов» (SQL – Structured Query Language).

Функционально разрабатываемый проект включает в себя реализацию алгоритмов прогнозирования производства и потребления электроэнергии на основе как классических методов (в частности, с помощью применения коэффициента роста/спада), так и принципов перспективных в задачах принятия решений нейро-нечетких сетей.

Интерфейс программного продукта содержит набор взаимосвязанных форм. После заполнения баз данных осуществляется переход к форме с параметрами прогнозирования, которая разделена на отдельные вкладки согласно методам прогнозирования.

На основании подходов по контролю динамики потоков мощности в оперативном и среднесрочном периодах, а также оптимизационной модели (3.1) и систем управления локальными технологическими объектами с применением нечётких регуляторов, построена структура (рисунок 5.2) и реализован интерфейс и алгоритмы функционирования программного комплекса контроля динамики распределения потоков мощности. Данный программный комплекс реализован и апробирован в диспетчерском управлении НВ АЭС.

Данный комплекс сконфигурирован на основе оконных форм посредством среды Visual Studio 2010 (в виде графического интерфейса).

В разработанном программном комплексе реализована возможность передачи полученных значений планируемого потребления энергоресурсов в краткосрочном и среднесрочном периодах в средства стандартного представления Microsoft Office. Кроме того, возможна непосредственная

передача соответствующих векторов в подсистемы планирования и блок управления локальными технологическими объектами в составе АСДУЭ.

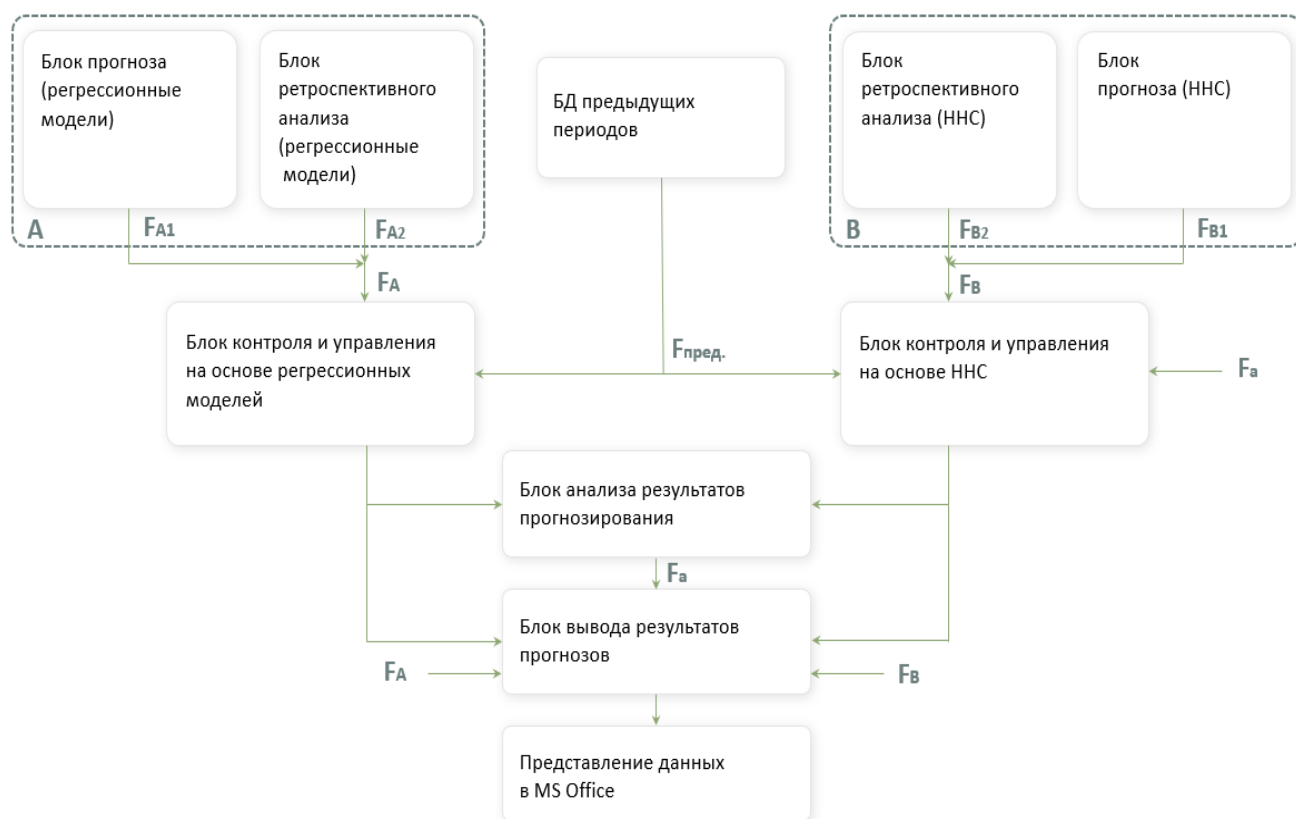


Рисунок 5.2 – Структура программного комплекса контроля динамики распределения потоков мощности

5.2 Пользовательский интерфейс

На рисунке 5.3 представлена главная форма, предназначенная для заполнения пользователем данных о фактических значениях потребления энергоресурсов за предшествующие периоды. Для реализации алгоритма прогнозирования предусмотрено несколько вариантов временных периодов, которые различаются по длительности [41]:

- оперативные;
- среднесрочные;

– долгосрочные.

Базы данных предшествующих периодов

Интервал заполнения данных:

Интервал для ввода данных: Понедельник -- Воскресенье

Час	Понедельник	Вторник	Среда	Четверг	Пятница	Суббота	Воскресенье

Рисунок 5.3 – Основная форма программного продукта

Форма заполняется как вручную, так и из таблицы excel, с возможностью последующей редакции.

Далее, по команде «Перейти к прогнозу», осуществляется переход на вторую форму (рисунок 5.4), которая реализует функцию формирования графической зависимости энергопотребления от времени для заданного промежутка (неделя, месяц, год) [41].

Программа позволяет в графическом виде сравнить исходные и реальные значения обрабатываемого параметра.

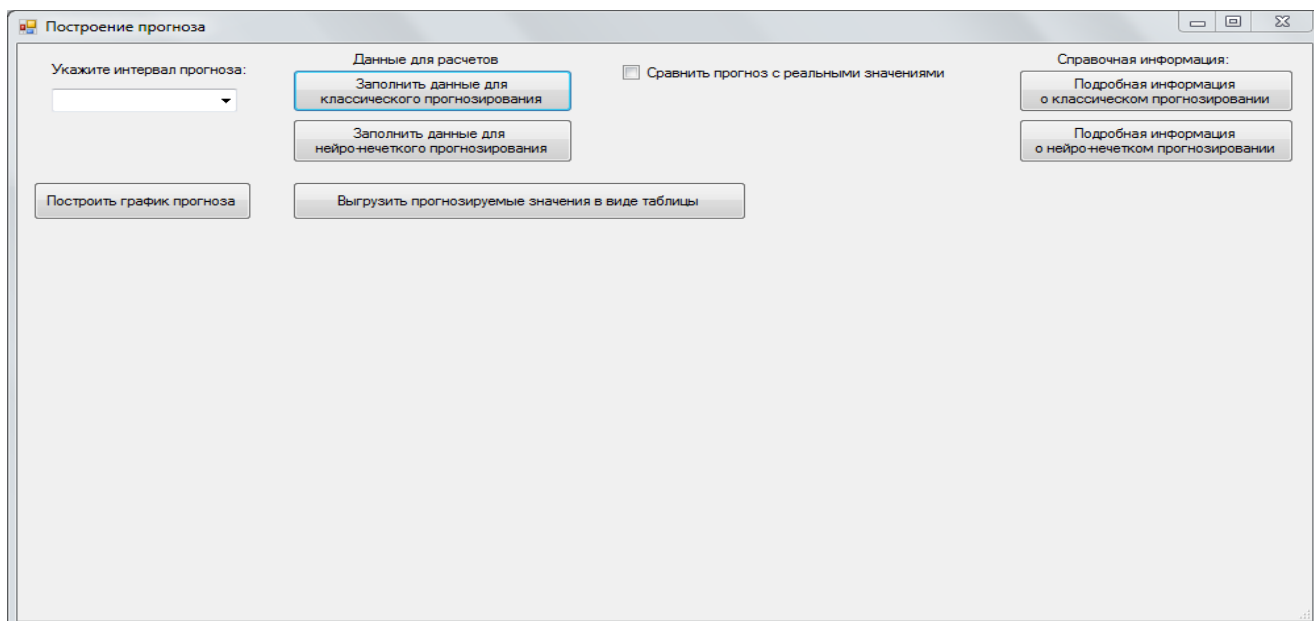


Рисунок 5.4 – Внешний вид формы задания параметров

На ней же реализованы функции перехода к дополнительным формам, с информацией об алгоритмах прогнозирования (с коэффициентом роста/спада - на рисунке 5.5, на основе ННС - на рисунке 5.6)

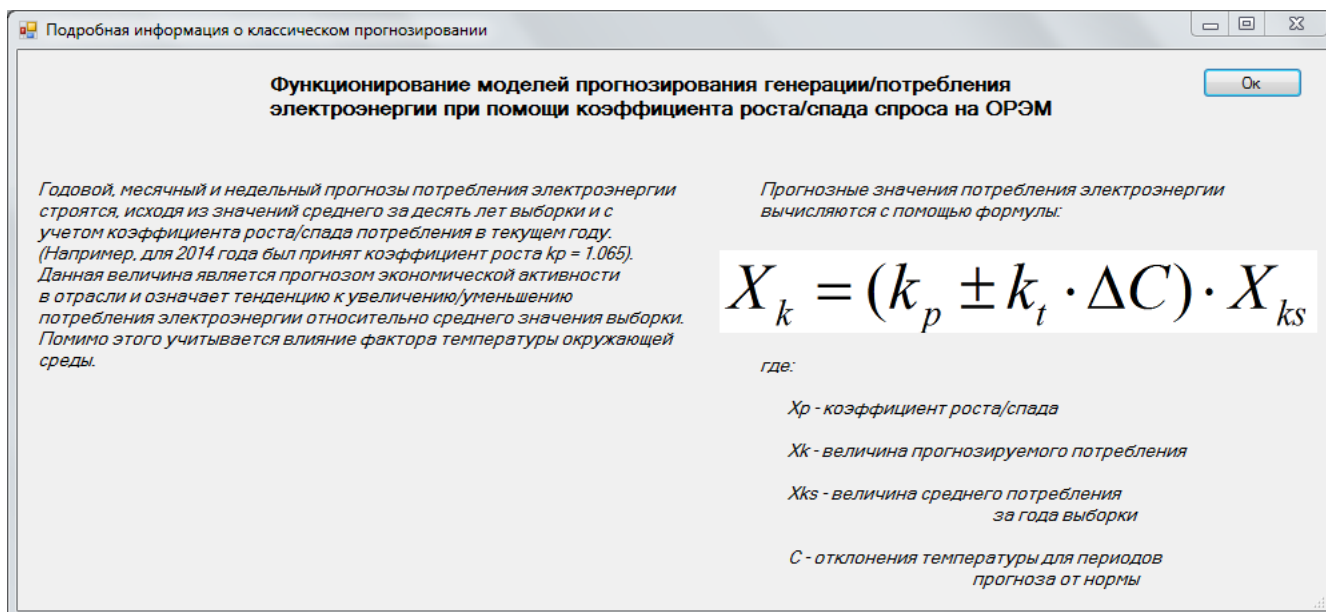


Рисунок 5.5 – Внешний вид формы «Информация о классическом прогнозировании»

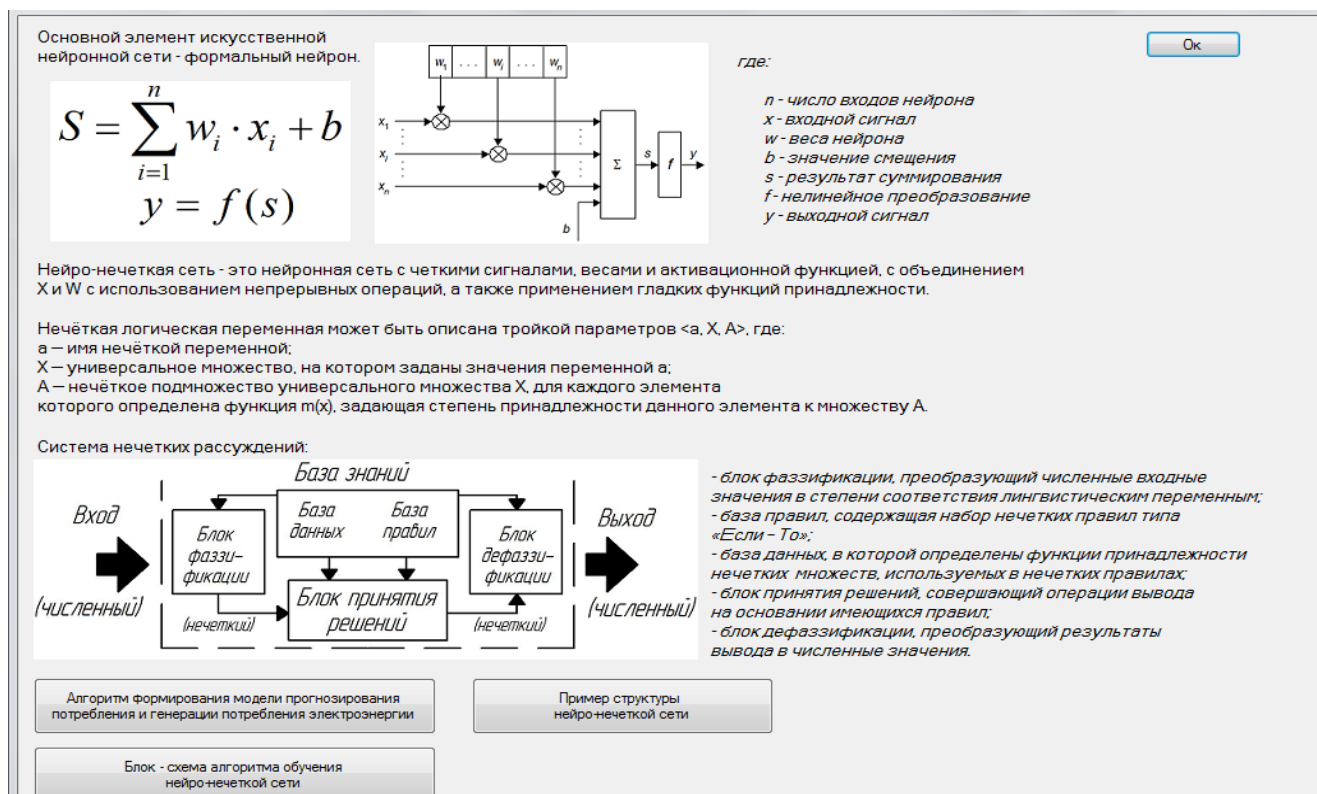


Рисунок 5.6 – Внешний вид формы «Прогнозирование на основе ННС»

В разделе данной формы расположены элементы интерфейса возврата к главной странице, а также навигация к интерфейсу базы данных.

На рисунке 5.7 приведён внешний вид формы для классического прогнозирования, а на рисунке 5.8 – для реализации на основе нечётких нейронных сетей.

Данные для классического прогнозирования

Данные для расчета с помощью метода коэффициентов роста/спада

Коэффициент роста/спада

Коэффициент для величины отклонения от средней t (для месяца)

Отклонения от средней t Выберите интервал из списка ▼

Рисунок 5.7 – Внешний вид формы для классического прогнозирования

Терм выхода:

Структура нейронной сети:

Количество слоев: 2

Количество нейронов на слое: 10 25

Тип термов принадлежности: gaussmf

Количество эпох обучения: 200

Тип термов принадлежности: linear

Величина ошибки: 0.000005

Показать базу правил для ННС прогнозирования потребления э/э

Сохранить данные

Рисунок 5.8 – Внешний вид формы прогнозирования на основе ННС

Данный интерфейс позволяет редактировать данные, осуществлять контроль прогнозных значений энергопотребления и знакомиться с информацией о реализуемом алгоритме.

5.3 Результаты практической апробации моделей и алгоритмов управления внутренним энергоснабжением в условиях Нововоронежской АЭС

Результаты осуществлённого имитационного моделирования представлены на рисунках 5.9 – 5.14, а также сведены в таблицу 5.3.

Наилучшие результаты из выборки показала реализация ННС на основе алгоритма Сугено совместно с архитектурой входных термов ($10 \times 5 \times 5$), а также функцией принадлежности - psigmf.

Таблица 5.3 – Результаты имитационного моделирования на базе ННС

Алгоритм обучения ННС – Сугено (hybrid)					Алгоритм обучения ННС – Мамдани (hybrid)		
Тип входных термов принадлежности (конфигурация 5×5×5)							
Оцениваемые параметры	терм	trapmf	psigmf	dsigmf	trapmf	psigmf	dsigmf
	ε_n	0,265	0,230	0,228	0,150	0,060	0,055
	r	0,979	0,987	0,985	0,972	0,987	0,971
	$\varepsilon_{\%}$	3,141	2,011	2,003	3,475	2,054	2,155
Число эпох обучения		550	12	12	550	33	29
Время обучения, с.		67,48	1,05	1,07	67,43	4,29	3,87
Алгоритм обучения ННС – Сугено (hybrid)					Алгоритм обучения ННС – Мамдани (hybrid)		
Тип входных термов принадлежности (конфигурация 10×5×5)							
Оцениваемые параметры	терм	trapmf	psigmf	dsigmf	trapmf	psigmf	dsigmf
	ε_n	0,092	0,051	0,060	0,085	0,027	0,030
	r	0,983	0,989	0,989	0,976	0,985	0,983
	$\varepsilon_{\%}$	2,953	1,815	1,985	2,903	1,874	1,889
Число эпох обучения		550	18	19	215	40	33
Время обучения, с.		68,70	2,31	2,47	27,05	5,43	4,68
Алгоритм обучения ННС – Сугено (hybrid)					Алгоритм обучения ННС – Мамдани (hybrid)		
Тип входных термов принадлежности (конфигурация 15×3×3)							
Оцениваемые параметры	терм	trapmf	psigmf	dsigmf	trapmf	psigmf	dsigmf
	ε_n	0,023	0,014	0,016	0,071	0,010	0,012
	r	0,982	0,993	0,993	0,985	0,997	0,994
	$\varepsilon_{\%}$	2,902	1,851	1,752	2,101	1,609	1,645
Число эпох обучения		500	51	53	100	38	34
Время обучения, с.		69,40	7,01	7,32	13,89	5,22	4,67
Тип процессора - Intel Core i5-9600k – Core Processor (3,7 ГГц)							

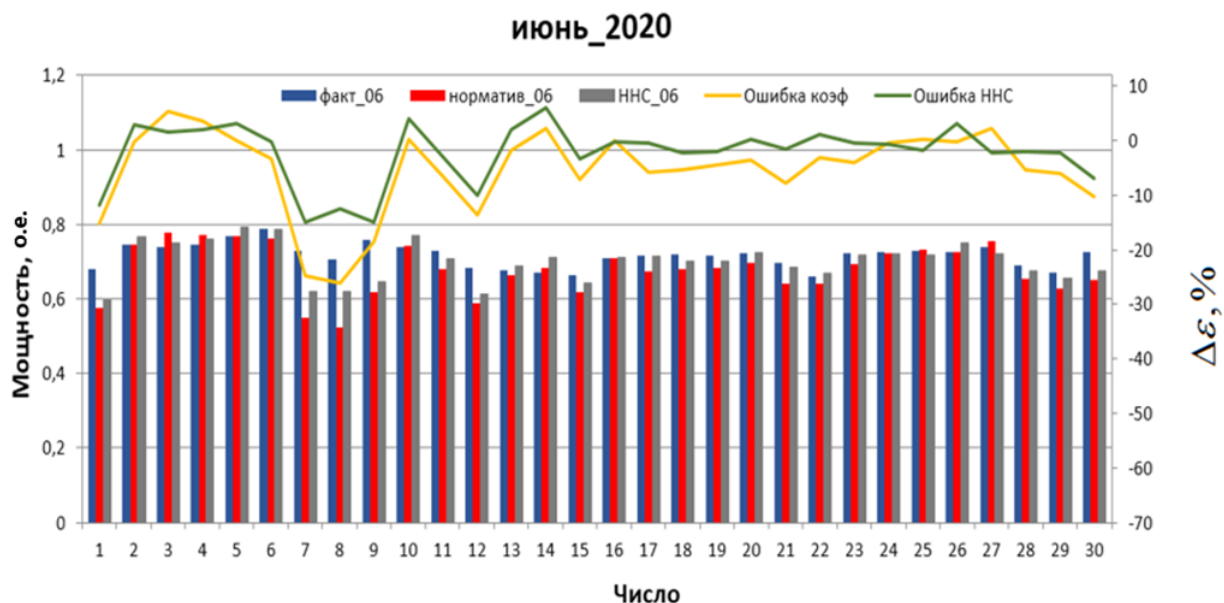


Рисунок 5.9 – Прогнозирование динамики энергопотребления в системе внутреннего энергоснабжения АЭС (июнь 2020 года): факт, норматив, ННС – о.е. от номинальной нагрузки; и ошибка функционирования систем прогноза на основе нормативного метода и применения ННС - %

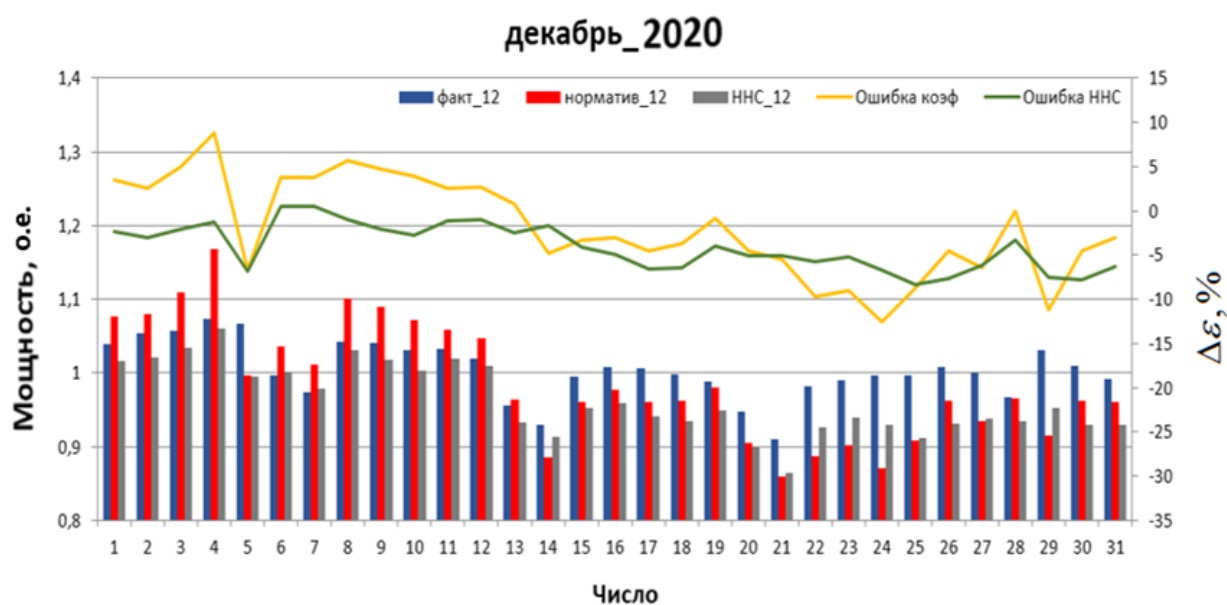


Рисунок 5.10 – Прогнозирование динамики энергопотребления в системе внутреннего энергоснабжения АЭС (декабрь 2020 года): факт, норматив, ННС –

о.е. от номинальной нагрузки; и ошибка функционирования систем прогноза на основе нормативного метода и применения ННС - %

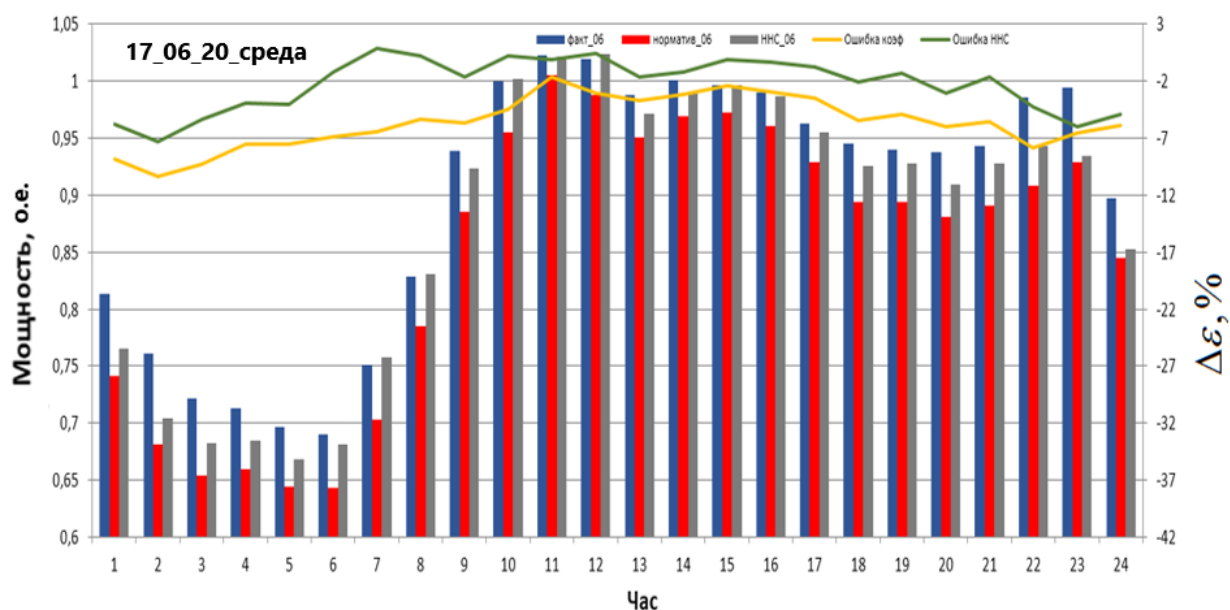


Рисунок 5.11 – Прогнозирование динамики энергопотребления в системе внутреннего энергоснабжения АЭС (17.06.20 – режимный день/будни): факт, норматив, ННС – о.е. от номинальной нагрузки; и ошибка функционирования систем прогноза на основе нормативного метода и применения ННС - %

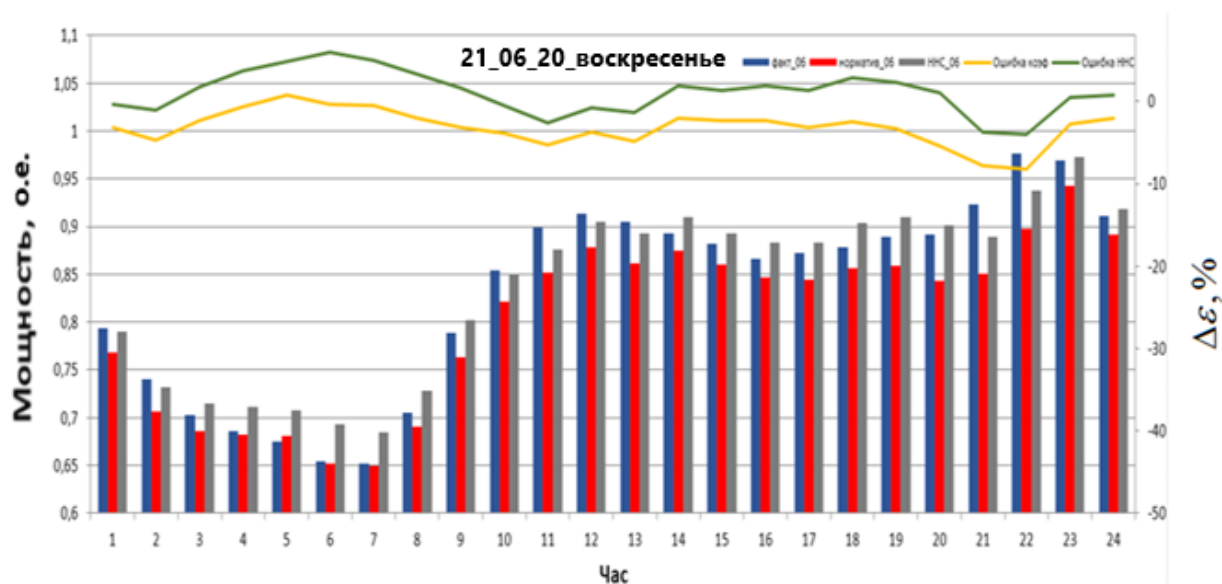


Рисунок 5.12 – Прогнозирование динамики энергопотребления в системе внутреннего энергоснабжения АЭС (21.06.20 – выходной день): факт, норматив, ННС – о.е. от номинальной нагрузки; и ошибка функционирования систем прогноза на основе нормативного метода и применения ННС - %

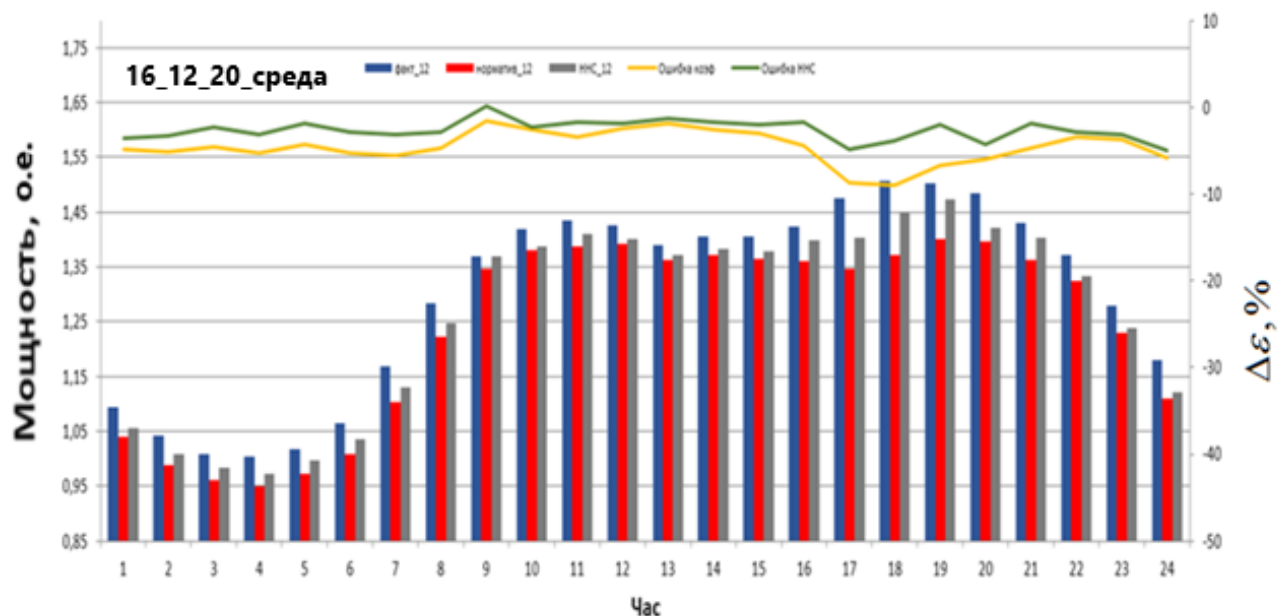


Рисунок 5.13 – Прогнозирование динамики энергопотребления в системе внутреннего энергоснабжения АЭС (16.12.20– режимный день/будни): факт, норматив, ННС – о.е. от номинальной нагрузки; и ошибка функционирования систем прогноза на основе нормативного метода и применения ННС - %

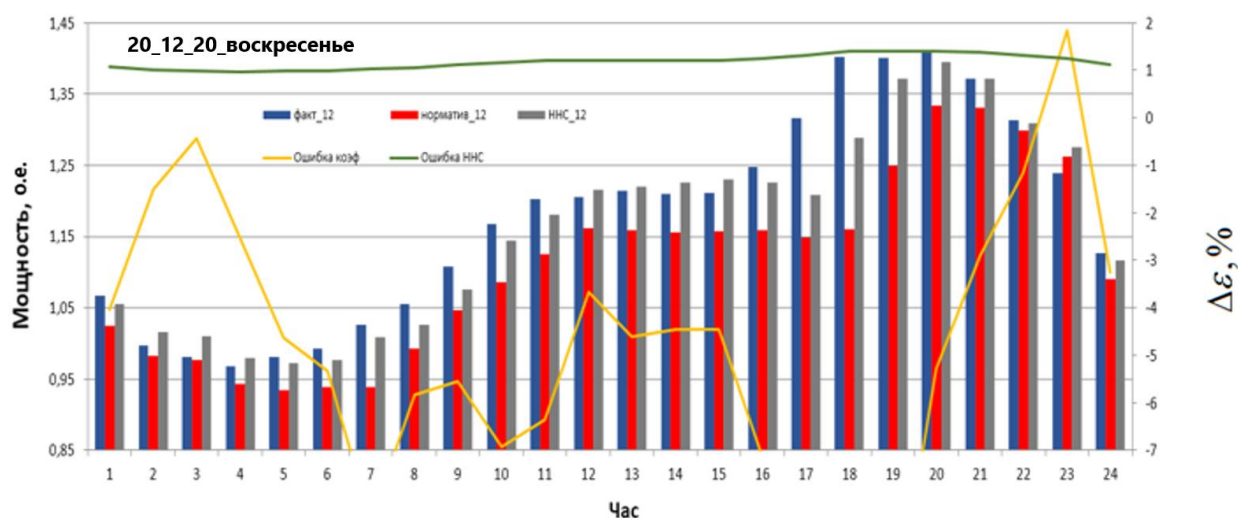


Рисунок 5.14 – Прогнозирование динамики энергопотребления в системе внутреннего энергоснабжения АЭС (20.12.20 – выходной день): факт, норматив, ННС – о.е. от номинальной нагрузки; и ошибка функционирования систем прогноза на основе нормативного метода и применения ННС - %

На рисунке 5.15 приведён интерфейс настройки входных термов принадлежности для случая *psigmf*.

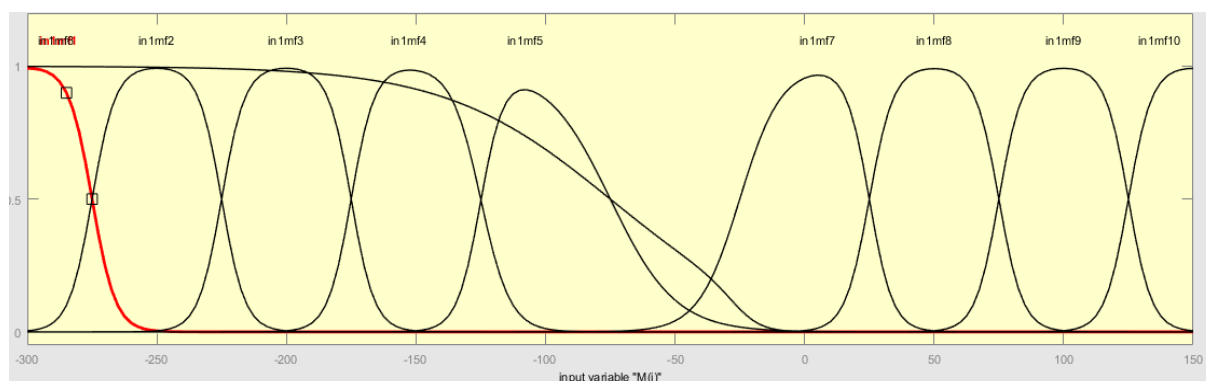


Рисунок 5.15 – Вид интерфейса настройки входных термов параметра модели

Для исследованных вариантов построены поверхности взаимосвязанных величин, используемых в процессе управления динамикой энергонагрузки (рисунок 5.16).

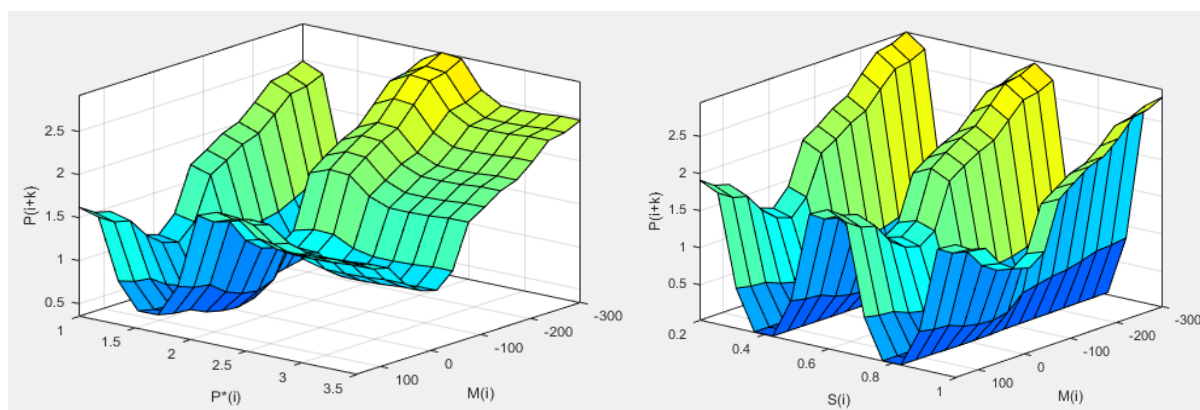


Рисунок 5.16 – Трёхмерное отображение взаимосвязанных параметров

Результаты обучения описанной выше реализации ННС представлены на рисунке 5.17.



Рисунок 5.17 – Обучение ННС при использовании функции принадлежности входного терма типа psigmf

Анализ функционирования модели управления динамикой энергопотребления на базе ННС позволяет сделать вывод о её высоких точностных характеристиках (порядка 2,9 – 6,6 %), которые превосходят точность существующих реализаций (порядка 7 – 15 %).

Выводы

1. Определено, что в рамках существующих методов оптимизации потерь мощности, основанных, в основном на итерационных вычислениях [89], отсутствует учет неопределённых факторов, влияющих на реальное распределение перетоков мощности. Погрешность функционирования при этом достигает 7 -15 %, что обусловлено уровнем точности существующих систем управления динамикой перетоков мощности).

2. Показано, что предложенный метод повышения качества процесса управления динамикой перетоков мощности в итерационном режиме, может быть реализован как в случае независимых начальных условий (заданное распределение перетоков мощности в точках межсистемных связей), так и применительно к варианту с зависимыми начальными условиями (заданное распределение перетоков мощности в точках взаимосвязи смежных элементах локальных систем внутреннего энергоснабжения АЭС), на основе ННС.

3. Показано, что применение ННС для прогнозирования динамики перетоков мощности в рамках оптимизационной модели, функционирующей по критерию минимума потерь мощности в системе внутреннего энергоснабжения АЭС, позволяет снизить её погрешность до величины порядка 1,5-3 % [17, 18].

4. Установлено, что предложенная структура ННС и ИНС применительно к локальным технологическим объектам в узлах энергопотребления, а также программное обеспечение на их основе, позволяют оптимизировать режимы работы в системе внутреннего энергоснабжения АЭС по критерию потерь активной мощности, превосходящие по точности существующие аналоги на величину 1,7 – 5,2 %.

5. Показано, что разработанные структуры программно-аппаратного обеспечения технологического процесса преобразования потоков энергоресурсов, а также прогнозирования и последующего анализа, отличаются улучшенными показателями качества (точность прогнозирования и качество интеграции с пакетами углубленной оценки, в частности – Matlab) в сравнении с применяемыми в настоящее время в системах внутреннего энергоснабжения АЭС комплексами: РАП ОС и Rasrt-Win.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследования, произведённые в ходе диссертационной работы, были направлены на повышение точности управления динамикой внутренних потребительских ресурсов Нововоронежской АЭС – энергораспределяющих устройств и приёмников собственных нужд в адаптивной системе диспетчеризации с оптимизацией на основе ННС; а также внедрению ННР в локальные элементы регулирования сети. Это позволило достичь следующих результатов:

1. Разработан способ формализованного описания потоков энергоресурсов, контролируемых СУ внутреннего энергоснабжения АЭС, отличающийся возможностью учёта неопределённых факторов посредством ННС.

2. Разработаны нечёткие нейронные модели управления процессами распределения энергоресурсов, которые отличаются более высокими показателями точности прогнозирования и анализа, как в оперативном, так и в среднесрочном периодах по сравнению с существующими результатами на основе регрессионных моделей.

3. Разработан алгоритм обучения ННС, базирующийся на использовании градиентных методов, а также метода наименьших квадратов и отличающийся возможностью учёта неопределённых факторов в рамках производственных объектов внутренних потребительских ресурсов АЭС.

4. Разработаны и апробированы алгоритмы локальной оптимизации элементов ЭЭС (трансформаторное оборудование, узловая энергонагрузка), осуществляющие минимизацию потерь электрической энергии и активной мощности по методу Ньютона – Рафсона.

5. Произведено построение универсальных НР, которые позволяют комплексно учитывать значимые факторы неопределённости, влияющие на качество организации регулирования перетоков энергоресурсов в конкретных

условиях реализации систем внутреннего энергоснабжения Нововоронежской АЭС.

6. Разработано программно-аппаратное обеспечение процессов управления потоками энергоресурсов, прогнозирования их состояния и последующего анализа, отличающиеся высокими показателями качества и удобным пользовательским интерфейсом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Aiyer S. V. B., N. Niranjana and F. Fallside. "A theoretical investigation into the performance of Hopfield model", IEEE Transactions on Neural Networks, 1990, vol. 15, p. 204-215.

2. Kosko, B., «Neural Networks and Fuzzy Systems: A Dynamical Systems Approach to Machine Intelligence», Prentice –Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1991.

3. Kuo, Y. H., C. I. Kao, and J. J. Chen, « A fuzzy neural network model and its hardware implementation», IEEE Trans, on Fuzzy Systems, Vol. 1, pp. 171-183, 1993.

4. Mamdani E. Advancer in the linguistic synthesis of fuzzy controllers // Int. J.Man-Machine Studies. 1976. № 8.P.669-678.

5. Nozaka, Y., «Trend of new control theory application in industrial process control (Asurvey)», Proc. of 12th IFACWorld Congress, Sydney, Vol. VI, pp. 51-56, 1993.

6. Аведьян Э.Д. Алгоритмы настройки многослойных нейронных сетей. – Автоматика и телемеханика, 1995, №4, С.106-118.

7. Алимов Ю.И., Гамм А.З., Ополева Г.Н. Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. - Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1985. - 223 с.

8. Алябьева Л.Д. Использование математических методов при прогнозировании и перспективном планировании развития электроэнергетической отрасли. - М.,1988.

9. Арион В.Д. Оптимизация систем электроснабжения в условиях неопределенности /Каратун В.С., Пасинковский П.А.- Кишнев: Штиинца, 1991.-160 с.

10. Аюев Б.И. Системная надёжность // Вестник УГТУ-УПИ. Энергосистема: управление, качество, конкуренция. Сборник докладов II Всероссийской научно-технической конференции. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2004, № 12 (42). - С. 237-249.

11. Аюев Б.И., Багрянцев А.А., Машалов Е.В., Неуймин В.Г. Взаимосвязи задач планирования электроэнергетических режимов и проведения аукционов на конкурентных рынках электроэнергии // Сборник научных трудов института проблем моделирования в энергетике им. Г.Е. Пухова. Специальный выпуск. Функционирование и развитие рынков электроэнергии и газа. Киев, 2007. - С. 8-17.

12. Базара М., Шетти К. Нелинейное программирование: теория и алгоритмы / Пер. с англ. Т.Д. Березнёвой и В.А. Березнёва под ред. Д.Б. Юдина. М.: Мир, 1982. - 583 с.

13. Баранов Г.Л., Жаркий В.Ф. Комплексное моделирование режимов электроэнергетических систем. Киев: Наукова думка, 1979. - 239 с.

14.Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: методы оптимизации и управления.- Москва, Энергоатомиздат, 1990.- 438 с.

15. Баринов В.А. и др. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. – Москва, Московский энергетический институт, 2000. - 647 с.

16. Башуев В.В. Динамические свойства электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1987. – 120 с.

17. Бир С. Кибернетика и управление производством. – 2-е изд.: пер. с англ. / под ред. А.Б. Челюсткина. – М.: Наука, 1965. – 392 с.

18. Бурковский В.Л. Алгоритмизация процесса формирования оперативного графика системного оператора на основе нечёткой нейронной

сети/ В.Л. Бурковский, В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков, Шукур Омар Махмуд // Электротехнические комплексы и системы управления- 2015.– №4. – С.77 – 82.

19. Бурковский В.Л. Реализация концепции Smart Grid с применением искусственных нейронных (ИНС) и нейро-нечётких сетей (ННС) / В.Л. Бурковский, В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков// Энергия XXI век – 2015. - № 3(91). – С. 38-46.

20. Бурковский В.Л. Модель прогнозирования регионального энергопотребления на базе нечёткой нейронной сети / В.Л. Бурковский, В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков, Шукур Омар Шукур Махмуд // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2015.– т.11 – № 5. – С. 41-46

21. Бурковский В.Л. Анализ проблематики краткосрочного прогнозирования интегральных экономических показателей / Бурковский В.Л., Гусев К.Ю.// Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2010. – Т.6 – № 2. – С. 32-35.

22. Бурковский В.Л. Математическая модель оптимизации загрузки автотрансформаторов в системообразующей электрической сети / Бурковский В.Л., Винников Б.Г., Картавцев В.В. // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2009. – Т.5 – № 8-1. – С. 163-165.

23. Бурковский В.Л. Модели оптимального энергораспределения в системах регионального энергопотребления / В.Л. Бурковский, Р.А. Харченко. – Воронеж: В Г ТУ, 2006 – 137 с.

24. Бурковский В.Л. Нейросетевая модель прогнозирования динамики экономических показателей / Бурковский В.Л., Гусев К.Ю. // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2010. – Т.6 – № 4 – с. 80-82.

25. Бурковский В.Л., Гусев К.Ю. Нейросетевое моделирование динамики нелинейных объектов в условиях краткосрочного прогнозирования на основе аппарата нечёткой логики. Воронеж: Изд-во Воронежского государственного технического университета 2014. – 160 с.

26. Бурковский В.Л. Оптимизация функционирования региональных систем энергоснабжения с применением элементов экспертных методов/ В.Л. Бурковский, В.Н. Крысанов, А.Л. Рущков, Шукур Омар Махмуд // Современные методы прикладной математики, теории управления и компьютерных технологий (ПМТУКТ -2016), г.Воронеж, 21-26 сентября 2016 г. – С. 189-191.

27. Бурковский В.Л., Гусев К.Ю. Нейросетевое моделирование динамики нелинейных систем / В.Л. Бурковский, К.Ю. Гусев // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2018. – Т.8 – № 12.1 – С. 51-56.

28. Бурман А.П. Перспективы развития основного электрооборудования ЕЭС РФ / под ред. А.П. Бурмана. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 76 с.

29. Вальтин Ю.Ю., Мельдорф М.Ф. Моделирование нагрузки электроэнергетической системы с учетом метеорологических факторов. - Труды Таллинск. политехи, ин-та, 1978, № 453. С. 3-9.

30. Венников В.А., Суханов О.А. Кибернетические модели электрических систем / В.А. Венников, О.А. Суханов // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1974. - №3. – С. 112 – 122.

31. Веников В.А., Погосян Т.А. Ускорение расчёта электромеханических переходных процессов в электрических системах одновременным решением дифференциальных и алгебраических уравнений // Электричество. 1985. - №4. - С. 16-19.

32. Вертешев А.С. Развитие интеллектуальной энергетики в России и за рубежом / А.С. Вертешев // Академия энергетики. 2011. - №1 (39). - С. 70-75.

33. Виленский П.П., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. М.: Дело, 2001. - 832 с.

34. Воропай Н.И. Анализ механизмов развития системных аварий в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай, Д.Н. Ефимов, В.И. Решетов // Электричество. 2008. - №10. – С.12а – 24.

35. Воропай Н.И. Инновационное развитие электроэнергетики России / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.А. Стенников и др. // Электро. 2011. - №4. - С. 13-18.
36. Воропай Н.И. Мониторинг и прогнозирование режимов совместно работающих энергообъединений и управление ими / Н.И. Воропай, К. Ретанц, О.А. Суханов // Электричество. 2011. №4. - С.7-12.
37. Воротницкий В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях. Ситуация в России. Зарубежный опыт анализа и снижения. – М.: Диалог-электро, 2006. – 72 с.
38. Воротницкий В.Э., Заслонов С.В., Калинкина М.А., Паринов И.А., Туркина О.В. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям. М., 2006. - 168 с.
39. Гаврилова Т.А. Базы знаний интеллектуальных систем: Учебник / Т.А. Гаврилова, В.Ф. Хорошевский // СПб.: Питер, 2001. – 384 с.
40. Галушкин А.И. Теория нейронных сетей. – М.: ИПРЖР, 2000. - 415 с.
41. Гамм А.З. Оценивание состояния в электроэнергетике / А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб и др. М.: Наука, 1983. – 17 с.
42. Гамм А.З. Вероятностные модели режимов электроэнергетических систем. - Новосибирск: Наука. Сиб. изд. фирма, 1993.- 115 с.
43. Гамм А.З. Оценка текущего состояния электроэнергетической системы как задача нелинейного программирования.- «Электричество», 1972. - №9
44. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М. :Наука, 1976. – 220 с.
45. Горбань А.Н. Обучение нейронных сетей. – М.: СП «ParaGraph», 1990.
46. Горбань А.Н., Дудин-Барковский В.Л. Нейроинформатика. – Новосибирск: Наука. Сибирское предприятие РАН, 1998. – 296 с.

47. Горнштейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарёв А.П. Методы оптимизации режимов энергосистем. – М.: Энергия. - 1981.
48. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
49. Данилов Д.А. Энергосберегающая система нейро-нечёткого управления потреблением электрической энергии крупного промышленного мебельного холдинга / Д.А. Данилов, В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков // Актуальные направления научных исследований XXI века: теория и практика. – 2014.– т.2 – № 3-4 (8-4). – С. 300-304.
50. Данилов А.Д. Возможности применения нейро-нечётких сетей для оценки и регулирования состояния элементов предприятия деревообрабатывающей отрасли / А.Д. Данилов, В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков // Вестник Воронежского государственного лесотехнического университета. – 2015.– т.3 – № 5-4 (16-4). – С. 78-81
51. Дьяков А.Ф. Концепция создания автоматизированных систем управления переходными режимами в объединённых энергосистемах / А.Ф. Дьяков, Н.И. Зеленохат // Изв. АЭН РФ. – 2009. - №3. - С. 1-11.
52. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.: ил.
53. Зайцев А.И. Реализация активно – адаптивных элементов электроэнергетических систем на основе статических преобразователей / А.И. Зайцев, В.Н. Крысанов // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2016.– № 1. – С. 13 – 20.
54. Идельчик В.И. Расчёты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
55. Информация по расчётной модели СО ЕЭС – Режим доступа: <http://br.so-ups.ru/Public/MainPage.aspx>

56. Кабаченко В.В. Основы программирования на С#. Консольные приложения / В.В. Кабаченко, О.Н. Хмылко // Учебно-методическое пособие. – Псков: Издательство ПсковГУ, 2015.- 180 с.

57. Квартальные отчёты НП «Совет рынка» - Режим доступа: <http://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/pricemonitoring/index.htm>

58. Кобец Б.Б. Smart grid. Концептуальные положения / Б.Б. Кобец, И.Н. Волкова // Энергорынок. 2010. - №3. - С. 66-72.

59. Кононов Ю.Г. Опыт определения потерь электроэнергии на корону и использование динамики их применения для идентификации гололёдных образований на воздушной линии электропередачи 330 кВ / Ю.Г. Кононов, Ф.А. Дьяков // Материалы третьего Междунар. науч. – практ. электроэнерг. семинара «Вопросы проектирования, строительства и эксплуатации ВЛ с учётом перспективы повышения надёжности их работы на современном этапе»: (МЭС-3), 2007. – М.: ИК ЭЭС СНГ, 2007. – С.189-201.

60. Королёв М.Л. Оптимизация режимов электроэнергетических систем на основе принципов функционального моделирования / М.Л. Королёв, В.А. Макеечев, О.А. Суханов, Ю.В. Шаров // Электричество. 2006.- №3.- С. 4 – 11.

61. Крошко Д.Л., Новицкий Д.А., Суханов О.А. Иерархические алгоритмы для решения задач оценивания состояния в электроэнергетических системах // Электронное моделирование. 2007. - №1. (Киев).

62. Крысанов В.Н. Анализ системы микроконтроллерного управления солнечным источником энергии / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков, П.А. Семёнович, Ю.В. Шарапов // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2012.– т.8 – № 12-1. – С. 113-116.

63. Крысанов В.Н. Математическое моделирование искусственных нейронных сетей в структуре трансекторного управления системой ПЧ-АД / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков // Электротехнические комплексы и системы управления - 2013.– №1. – С.30 – 35.

64. Крысанов В.Н. Влияние нейросетевого управления на качество переходных процессов динамических режимов электроприводов с частотным управлением / В.Н. Крысанов, К.С. Гамбург, А.Л. Руцков // Электротехнические комплексы и системы управления - 2013.– №1. – С.50 – 56.

65. Крысанов В.Н. Энергоэффективные алгоритмы управления системами осветительной нагрузки / В.Н. Крысанов, К.С. Гамбург, А.Л. Руцков // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2013.– т.9 – № 3-1. – С. 142-147.

66. Крысанов В.Н. Оценка экономического эффекта от применения устройств плавного пуска с использованием принципов нейросетевого управления / В.Н. Крысанов, К.С. Гамбург, А.Л. Руцков // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2013.– № 5. – С. 21-25.

67. Крысанов В.Н. Применение нейро-нечётких сетей для распределённых объектов / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков // Электротехнические комплексы и системы управления - 2013.– №2. – С. 18 – 22.

68. Крысанов В.Н. Анализ энергетической эффективности управления режимами сетей 220 – 500 кВ ООО «Системный оператор единой энергетической системы» на территории Воронежской области / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков // Электротехнические комплексы и системы управления - 2015.– №1. – С. 75 – 80.

69. Крысанов В.Н. Функционально-алгоритмическая организация систем регионального энергопотребления / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков, Шукур Омар Шукур Махмуд // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2016.– т.12 – № 1. – С. 44-49.

70. Крысанов В.Н. Вопросы концептуального развития Smart Grid в электроэнергетике с применением искусственных нейронных и нейро-нечётких сетей / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков // Электротехнические комплексы и системы управления - 2014.– №1. – С.7 – 14.

71. Крысанов В.Н. Прогнозирование потребления электроэнергии территориальными сетевыми организациями с использованием методов нейронечётких сетей / В.Н. Крысанов, К.С. Гамбург, А.Л. Руцков // Электротехнические комплексы и системы управления - 2014.– №2. – С.40 – 46.

72. Крысанов В.Н. Особенности реализации технологии Smart Grid в региональных системах электроснабжения / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков, Шукур Омар Шукур Махмуд // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2014.– т.10 – № 5-1. – с. 92-97

73. Крысанов В.Н. Проблема и решения при внедрении концепции Smart Grid в России / В.Н. Крысанов, В.Л. Бурковский, А.Л. Руцков, Ю.В. Шарапов // Современные методы прикладной математики, теории управления и компьютерных технологий (ПМТУКТ -2015), г.Воронеж, 21-26 сентября 2015 г. – С. 189-191

74. Крысанов В.Н. Анализ программно- аппаратного обеспечения сетей Smart Grid/ В.Н. Крысанов, Ю.В. Шарапов, А.Л. Руцков // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2015.– т.11 – № 4. – С. 97-101.

75. Крысанов В.Н. Оптимизация параметров цикла диффузии свеклосахарного производства с применением нейро-нечётких принципов/ В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков, Д.С. Мязин // Электротехнические комплексы и системы управления - 2015.– №2. – С.65 – 70.

76. Крысанов В.Н. Повышение эффективности управления параметрами подстанции 220 кВ / В.Н. Крысанов, Н.В. Гагаринов, А.Л. Руцков // Энергобезопасность и энергосбережение – 2015. - №1(61). – С.48 – 54.

77. Крысанов В.Н. Системная оптимизация экономических показателей функционирования системного оператора в Воронежской энергосистеме/ В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков, Шукур Омар Махмуд // Электротехнические комплексы и системы управления - 2015.– №3. – С.62 – 67.

78. Крысанов В.Н. Реализация многофункциональных физических моделей объектов энергетики / В.Н. Крысанов, А.Л. Рудков, Ю.В. Шарапов // Электротехнические комплексы и системы управления - 2015.– №4. – С.1 – 6.
79. Крючков И.В., Суханов О.А. Алгоритм кибернетического моделирования переходных процессов электрических систем// Изв. Вузов. Энергетика. 1986. - №7. - С. 45-48.
80. Кудинов Ю.И. Системный подход к нечёткому моделированию сложных производственных систем // Информационные технологии. Приложение. 2009.- №5. - С. 2 – 32.
81. Кудинов Ю.И., Кудинов И.Ю., Сулова С.А. Нечёткие модели динамических процессов. М.: Научная книга, 2007. - 184 с.
82. Лоусон Ч., Хенсон Р. Численное решение задач метода наименьших квадратов: Пер. с англ. М.: Наука. Гл. ред. Физ.-мат. лит., 1986.
83. Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / А.А. Макаров, В.В. Дорофеев // Энергоэксперт. 2009. №4. – С. 28-34.
84. Максимова Н.А. Теория систем массового обслуживания и её приложения/Н.А. Максимова, О.И. Сергамасова // Вестник Амурского государственного университета. Серия естественные и экономические науки– 2012.– № 59. – С. 17-25.
85. Маркушевич Н.С. Перспектива развития АСДУ предприятия электросетей // Энергетик.- 1984.- №5.- С. 23-24.
86. Машалов Е.В., Неуймин В.Г., Шубин Н.Г. Программное обеспечение синтеза и актуализации единой расчётной модели // Материалы межрегионального научно-технического семинара «Оперативное управление электроэнергетическими системами – новые технологии». – Сыктывкар: 2003.
87. Меламед И.И. Нейронные сети и комбинированная оптимизация / И.И. Меламед // Автоматика и телемеханика, 1994. - № 11. - С. 3-40.
88. Мину М. Математическое программирование / Пер. с франц. А. И. Штерна. М.: Наука. Гл. ред. физ. мат. лит., 1990. - 486 с.

89. Орлов С. А. Технологии разработки программного обеспечения: Учебник / С. А. Орлов. - СПб.: Питер, 2002. — 464 с.: ил.
90. Осика Л.К. Коммерческий и технический учёт электрической энергии на оптовом и розничных рынках: теория и практические рекомендации. – СПб.: Политехника, 2005. - 360 с.
91. Осика Л.К. Метрологические проблемы виртуального моделирования технологических систем в электроэнергетике / Л.К. Осика //Метрология, 2014. - № 1. – С. 33 – 38.
92. Островский Г.М. Технические системы в условиях неопределённости: анализ гибкости и оптимизация: учебное пособие / Г.М. Островский, Ю.М. Волин. – М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2012. – 319 с.
93. Первозванский А.А. Математические модели в управлении производством.- М.:Наука, 1975.- 208 с.
94. Перечень организаций – участников оптового рынка. НП «АТС»
//<http://www.atsenergo.ru/results/participants>
95. Подвальный С.Л., Бурковский В.Л. Имитационное управление технологическими объектами с гибкой структурой. - Воронеж: ВГУ, 1988.-162 с.
96. Подвальный С.Л. Генерирование моделей распределительных подстанций в базе данных / С.Л. Подвальный, М.И. Чудинов // Сборник материалов VIII международной конференции «Оптико-электронные приборы и устройства в системах распознавания образов, обработки изображений и символьной информации. Распознавание», Курск, 13-15 мая 2008 г.
97. Подвальный С.Л. Блочное проектирование однолинейных схем распределительных устройств подстанций для их графического представления в оперативных схемах нормального режима электрических сетей / С.Л. Подвальный, М.И. Чудинов // Сборник материалов VIII международной конференции «Оптико-электронные приборы и устройства в системах распознавания образов, обработки изображений и символьной информации. Распознавание», Курск, 13-15 мая 2008 г.

98. Подвальный С.Л. Концепция многоальтернативного управления открытыми системами: истоки, состояние, перспективы / С.Л. Подвальный, Е.М. Васильев // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2013. – т.9 – № 2. – С. 4 - 20.
99. Подчукаев В.А. Аналитические методы теории автоматического управления. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2002. – 256 с.
100. Показатели функционирования СО ЕЭС за июнь, декабрь 2016 года; статистическая информация // <http://so-ups.ru/>
101. Поляк Б.Т. Введение в оптимизацию / Б.Т. Поляк //. – М.: Наука, 1983. - 384 с.
102. Поспелов Г.Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г.Е. Поспелов, Н.Д. Сыч // . – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 216 с.
103. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 854 "Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике" (с изменениями и дополнениями) – Режим доступа: base.garant.ru/187737/#ixzz4sJ7nV26t
104. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям" (с изменениями и дополнениями) – Режим доступа: <http://base.garant.ru/195516/#ixzz4sJ7LPk6d>
105. Приказ Минпромэнерго РФ от 23 июня 2015 г. № 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии" // [http:// normativ.kontur.ru /document?moduleId=1&documentId=256534](http://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534)
106. Раскрытие информации ОАО «СО ЕЭС» за июнь и декабрь 2016 года – Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2016

107. Раскрытие информации ОАО «Россети» – Режим доступа: <http://www.rosseti.ru/investors/attention/?year=2016>

108. Розанов Ю.К. Силовая электроника / Ю.К. Розанов, М.В. Рябчицкий, А.А. Кваснюк // М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 632 с.

109. Руцков А.Л. Математическое моделирование систем управления распределённой насосной нагрузки с применением искусственных нейронных сетей / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков // Всероссийская научно-техническая конференция «Научные технологии в научных исследованиях, проектировании, управлении, производстве», Воронеж, 14-15 мая 2013 г.

110. Руцков А.Л. Реализация программного комплекса прогнозирования уровня регионального энергопотребления / В.Л. Бурковский, В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2016. – т.12 – № 3. – С. 41-47.

111. Руцков А.Л. Пространственный 3-d интерполятор с использованием нечёткой логики / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков, Ю.В. Шарапов // XI Международный семинар "Физико-математическое моделирование систем" (ФММС-15), Воронеж 27-28 ноября 2015 г.

112. Руцков А.Л. Проблемы прогнозирования потребления электроэнергии на предприятиях с одноставочным тарифом / В.Н. Крысанов, К.С. Гамбург, А.Л. Руцков // Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика и электротехника» НОУ ВПО «Международный ин-т компьют. технологий», Воронеж 15-21 мая 2014 г.

113. Руцков А.Л. Применение методов нейронных и нейро-нечётких сетей в системах управления статическими преобразователями в электроприводе / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков // Международная (XIX Всероссийская) конференция по автоматизированному электроприводе (АЭП-2014), Саранск, 7-9 октября 2014 г.

114. Руцков А.Л. Прогнозирование потребления электроэнергии промышленными предприятиями с использованием методов искусственных

нейронных и нейро-нечётких сетей/ В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков // Международная (XIX Всероссийская) конференция по автоматизированному электроприводу (АЭП-2014), Саранск, 7-9 октября 2014 г.

115. Руцков А.Л. Оценка эффективности применения искусственных нейронных и нейро-нечётких сетей для концепции Smart Grid в элементах транспорта и потребления электроэнергии / А.Л. Руцков, Шукур Омар Шукур Махмуд, В.Н. Крысанов // Всероссийская научно-техническая конференция «Научные технологии в научных исследованиях, проектировании, управлении, производстве», Воронеж, 25-28 октября 2015 г.

116. Руцков А.Л. Повышение технологической и энергетической эффективности наклонных диффузионных установок путём оптимизации параметров с применением нейро-нечётких принципов / А.Л. Руцков, Д.С. Мязин, А.В. Романов // Всероссийская научно-техническая конференция «Научные технологии в научных исследованиях, проектировании, управлении, производстве», Воронеж, 25-28 октября 2015 г.

117. Руцков А.Л. Анализ эффективности управления режимами сетей 220 кВ / А.Л. Руцков, Н.В. Гагаринов, А.В. Романов // Всероссийская научно-техническая конференция «Научные технологии в научных исследованиях, проектировании, управлении, производстве», Воронеж, 25-28 октября 2015 г.

118. Руцков А.Л. Разработка физических моделей объектов энергетики /В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков// Международной научно-практической конференции «Молодежный форум: технические и математические науки» 9–12 ноября 2015 года, г. Воронеж (РФ)

119. Руцков А.Л. Прогнозирование потребления электроэнергии в развивающейся региональной системе электроснабжения / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков, Шукур Омар Шукур Махмуд //XV Международный семинар "Физико-математическое моделирование систем" (ФММС-15), Воронеж 27-28 ноября 2015 г.

120. Руцков А.Л. Имитационное моделирование электропривода подачи рабочего инструмента металлообрабатывающего станка / В.Н. Крысанов, А.А. Миненко, А.Л. Руцков // XV Международный семинар "Физико-математическое моделирование систем" (ФММС-15), Воронеж 27-28 ноября 2015 г.

121. Руцков А.Л. Реализация элементов программного комплекса прогнозирования регионального энергопотребления на базе нейронной сети / В.Л. Бурковский, В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков, Шукур О.М.// Современные методы прикладной математики, теории управления и компьютерных технологий (ПМУКТ-2016) сборник трудов IV международной конференции, г.Воронеж, С.59-63.

122. Руцков А.Л. Анализ применения нечётких нейронных сетей для прогнозирования энергопотребления промышленных предприятий / А.Д. Данилов, Шукур О.М., А.Л. Руцков // Актуальные научные исследования XXI века: теория и практика. 2016.- т.4. - №6 (26). – С. 59-63.

123. Руцков А.Л. Повышение энергоэффективности и энергосбережения промышленных узлов нагрузки / В.Н. Крысанов, Ю.В. Шарапов, А.Л. Руцков // Современные технологии в науке и образовании – СТНО – 2016 сб. тр. междунар. научн. техн. и науч. – метод. конф. в 4 томах. Рязанский государственный радиотехнический университет под общ. ред. О.В. Миловзорова, 2016. - С. 280-284.

124. Сигеру Омату Нейроуправление и его приложения. Кн.2 / Сигеру Омату, Марзуки Халид Ю Рубия Юсоф; Пер. с англ. Н. В. Батина; Под ред. А. И. Галушкина, В. А. Птичкина. – М.: ИПРЖР, 2000. – 272 с.: ил.

125. Сидоренко Е.В. Интеллектуализация управления внутренними потребительскими ресурсами АЭС на основе нейронных сетей / Е. В. Сидоренко, А.Л. Руцков, В. Л. Бурковский // Альтернативная и интеллектуальная энергетика – 2018 сб. тр. междунар. научн. - практ. конф. Воронежский государственный университет, 2018. - С. 56-57.

126. Сидоренко Е.В. Разработка методов оптимизации объектов для передачи электроэнергии с использованием нечетких нейронных сетей / Е. В. Сидоренко // Антропоцентрические науки: инновационный взгляд на образование и развитие личности – материалы IX Международной научно-практической конференции, 2019. - С. 513-515.

127. Сидоренко Е.В. Применение нечётких нейронных сетей для оптимизации функционирования промышленных предприятий / Е.В. Сидоренко, А. Л. Руцков, А.В. Бурковский, О.О. Желтикова // Системы управления и информационные технологии. – 2019.– № 2 (76). – С. 40-43.

128. Сидоренко Е.В. Повышение эффективности управления потреблением собственных нужд АЭС с применением нейронных сетей / Е.В. Сидоренко, А. Л. Руцков, Акиндинова Е. В. // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2019.– № 5. – С. 39-42.

129. Сидоренко Е.В. Повышение эффективности предприятий на основе реализации аппаратно-программного комплекса прогнозирования энергопотребления / Е.В. Сидоренко, А. Л. Руцков, В.Л. Бурковский // Новые технологии в научных исследованиях, проектировании, управлении, производстве. Труды Международной научно-практической конференции, посвящённой памяти д.т.н., профессора Зайцева Александра Ивановича 21-23 ноября 2019. - С. 179 - 182.

130. Sidorenko E. V., Rutskov A. L., Burkovsky V. L. and Fedorov Y. P. 2020 Elements realization of software algorithmic system optimization of technological processes based on adaptive methods. – IOP Conference series: Materials science and engineering 012034.

131. Sidorenko E. V., Kozhin A. S., Danilov A.D., Burkovsky V. L. and Gusev K. Yu. 2020 Investigation of automatic electric drives balancing transformers with lead control angles. – IOP Conference series: Materials science and engineering 62054.

132. Sidorenko E. V., Kozhin A. S., Danilov A.D., Burkovsky V. L. and Burkovsky A. V. 2020 Reactive power balancing transformers in control systems for electric drives of direct and alternating current. – IOP Conference series: Materials science and engineering 62056.

133. Сидоренко Е.В. Реализация элементов программно-алгоритмического комплекса оптимизации технологических процессов на базе адаптивных методов / Е.В. Сидоренко, А. Л. Руцков, В.Л. Бурковский, Я. П. Фёдоров // Энергетические системы. – 2019.– № 1. – С. 169-175.

134. Сидоренко Е.В. Улучшение гармонического состава входного тока компенсационного преобразователя / Е.В. Сидоренко, В.Л. Бурковский, А. С. Кожин // Альтернативная и интеллектуальная энергетика материалы II Международной научно-практической конференции 16-18 сентября 2020. - С. 257 - 258.

135. Sidorenko E. V., Burkovsky V. L., Bocharov V.Z. and Dobrynin S. L. 2021 Intellectualization of production facilities management in conditions of uncertainty. – COMESYSO: Proceedings of the computational methods in systems and software 526 -536.

136. Ситников В.Ф. Интеллектуальные электроэнергетические системы с активно-адаптивной сетью // В.Ф. Ситников, В.А. Скопинцев // Электричество. 2012. - №3. - С. 2 – 6.

137. Совалов С.А. Автоматизация управления энергообъединениями / Под ред. С.А. Совалова. М.: Энергия, 1979. - 432 с.

138. Стофт С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии: Пер. с англ./ Под ред. А.И.Лазебника и И.С. Сорокина, М.: Мир. - 2006.

139. Структура СО ЕЭС РФ – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=structure>

140. Суханов О.А. Иерархические модели в анализе и управлении режимами электроэнергетических систем / О.А. Суханов, Ю.В. Шаров – М. : Издательский дом МЭИ, 2007. – 312 с.: ил.
141. Терехов В.А. Нейросетевые системы управления: Учеб. пособие для вузов/ В.А. Терехов, Д.В. Ефимов, И.Ю.Тюкин.– М.: Высш. шк. 2002. –183 с.
142. Тэрано Т. Прикладные нечёткие системы: пер. с японского / под ред. Т. Тэрано, К. Асаи, М. Сугено. М.: Мир, 1993. - 368с.
143. Тэнк Д. Коллективные вычисления в нейроподобных электронных схемах / Д. Тэнк, Д. Хопфилд // В мире науки, 1988. - №2. - С. 45 – 53.
144. Федеральный закон "Об электроэнергетике" от 26.03.2003 № 35-ФЗ
145. Харченко Р.А. Моделирование и алгоритмизация оптимального распределения ограниченных энергомощностей в системах управления региональным энергопотреблением/ Р.А. Харченко. – Воронеж: ВГТУ, 2005 – 184с.
146. Хозлов М.В. Методы устойчивого оценивания состояния ЭЭС в оперативных задачах надёжности – Режим доступа: <http://www.Energy.komiks.ru/seminar/Hohl-tuap.pdf>.
147. Шведов Г.В. Мероприятия по сокращению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях (в примерах и иллюстрациях): учеб. пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 52 с.
148. Шведов Г.В. Экономические режимы электрических сетей: учеб. пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 40 с.

Приложения

« Утверждаю»

Директор НВ АЭС, д.т.н.

В.П.Поваров

«12» декабря 2022 г.



Справка

об использовании результатов диссертационной работы Сидоренко Е.В.

на тему: «Интеллектуализация процессов управления в системе внутреннего электроснабжения АЭС на основе аппарата нейронных сетей».

Результаты диссертационного исследования Сидоренко Е.В. реализованы в рамках автоматизированной системы диспетчерского управления производственными объектами, функционирующими в условиях обеспечения собственных энергетических нужд Нововоронежской АЭС.

К таким результатам относятся:

– нечёткие нейронные модели анализа состояния технологических процессов распределения энергоресурсов (электроэнергии и активной мощности), обеспечивающие повышенные показатели точности прогнозирования, а также имеющие возможность свободного масштабирования как во временной, так и в предметной области (различные элементы внутреннего энергоснабжения АЭС);

– алгоритм обучения ННС, базирующийся на реализации вариации градиентного метода, а также метода наименьших квадратов с максимальным учётом динамических свойств локальных элементов ЭЭС с присущей им существенной степенью влияния неопределённых и слабоформализуемых факторов;

– алгоритмы локальной оптимизации элементов передачи, трансформации и потребления энергоресурсов, а также элементов внутреннего энергоснабжения АЭС: трансформаторного оборудования, энергонагрузки узлов потребления ресурсов и осуществляющие минимизацию потерь электрической энергии и активной мощности ;

– универсальные нечеткие регуляторы, отличающиеся возможностью комплексного учета значимых факторов, влияющих на качество организации регулирования перетоков энергоресурсов в конкретных условиях реализации систем внутреннего энергоснабжения Нововоронежской АЭС;

– структура программно-аппаратного обеспечения технологического процесса преобразования потоков энергоресурсов, а также прогнозирования и последующего анализа, обеспечивающая улучшение показателей качества и точности прогнозирования , а также интеграцию с пакетами углубленной оценки в сравнении с применяемыми в настоящее время в системах внутреннего энергоснабжения АЭС комплексами: РАП ОС и Rasrt-Win.

Ожидаемый экономический эффект от реализации полученных результатов заключается в улучшении показателей прогнозирования динамики перетоков мощности в рамках системы внутреннего энергоснабжения АЭС, за счет снижения погрешности до величины порядка 1,5-3 %.

Начальник Цеха тепловой автоматики и измерений

А.А. Самодеенко