

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Оренбургский государственный университет»

На правах рукописи



Чернова Анастасия Дмитриевна

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ
РЕШЕНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И
РЕКОНСТРУКЦИИ РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА
ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

05.14.02 - Электрические станции и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор педагогических наук, кандидат технических наук
доцент Семенова Наталья Геннадьевна

Оренбург –2019

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	11
1.1 Современное состояние исследований в области технического перевооружения и реконструкции электрических сетей	11
1.2 Структура процесса принятия решения по техническому перевооружению и реконструкции района электрических сетей	17
1.3 Сравнительный анализ методов искусственного интеллекта, применяемых в задачах принятия решения в области электроэнергетики.....	24
1.4 Применение искусственных нейронных сетей в решении задач по выбору предпочтительной альтернативы объекта электрических сетей	28
1.5 Современное состояние электрических сетей Оренбургской области	34
ВЫВОДЫ.....	41
2 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВ ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И МЕТОДА ИХ ОЦЕНКИ	43
2.1 Выбор мероприятий по ТПиР объектов электрических сетей.....	43
2.2 Математическая модель формирования альтернатив объекта электрических сетей.....	49
2.3 Математические модели частных критериев оценки альтернатив объекта электрических сетей	55
2.4 Метод многокритериальной оценки альтернатив объектов электрических сетей на основе нейронных сетей.....	80
ВЫВОДЫ	92
3 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И МЕТОДА ВЫБОРА ПРИОРИТЕТНОЙ АЛЬТЕРНАТИВЫ ТПиР РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	94
3.1 Условия формирования и выбора альтернативы ТПиР района электрических сетей.....	94
3.2 Математическая модель выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей.....	98
3.3 Метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей.....	102
3.4 Структурно-функциональная модель принятия решения по ТПиР района электрических сетей.....	110
ВЫВОДЫ.....	117

4 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО ТПиР РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	118
4.1 Разработка базы данных, используемой при принятии решения по ТПиР района электрических сетей.....	118
4.2 Разработка и программная реализации алгоритма определения предпочтительных решений при ТПиР объектов электрических сетей.....	123
4.3 Разработка и программная реализации алгоритма выбора альтернативы ТПиР района электрических сетей.....	133
4.4 Апробация разработанной системы поддержки принятия решения по ТПиР района электрических сетей на примере Центрального района электрических сетей Оренбургской области.....	136
ВЫВОДЫ	150
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	151
Список литературы	154
Приложение А. Расчет стоимости демонтажа оборудования	169
Приложение Б. Расчет показателей надежности	170
Приложение В. Обучающая выборка.....	173
Приложение Г. Результаты обучения при различных параметрах ИНС и алгоритмах обучения	179
Приложение Д. Сформированные альтернативы ТПиР объектов и района электрических сетей.....	183
Приложение Е. Акты внедрения.....	187

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Согласно программе национальной технологической инициативы, применение автоматизированных информационных систем позволит решить ряд проблем эффективности функционирования и развития электроэнергетики, создаст инструменты для модернизации и развития экономики страны. В то же время сохраняется проблема износа электрических сетей (ЭС), особенно остро она стоит для оборудования подстанций 35-110 кВ и питающих их линий электропередач, где износ составляет более 50%.

Это вызывает необходимость технического перевооружения и реконструкции (ТПиР) объектов электрических сетей. Под объектом электрических сетей в работе понимается совокупность подстанции и питающих ее линий электропередач. Совокупность технологически взаимосвязанных объектов ЭС, расположенных на одной территории и обслуживаемых одним структурным подразделением, образует район электрических сетей.

Многообразие осложняющих факторов при ТПиР электрических сетей, таких как множество целей функционирования; взаимосвязь оцениваемых параметров; современные социально-экономические требования, приводит к увеличению числа возможных решений, а значит и объемов обрабатываемой информации. Это обуславливает необходимость не только автоматизации информационных процессов, но и внедрения интеллектуальных систем поддержки принятия решения (СППР).

Степень разработанности темы. Проведенный анализ исследований в области принятия решения по ТПиР объектов электрических сетей, показал, что в разработанных СППР выбор предпочтительной альтернативы реализован в условиях многокритериальной оценки каждого решения с использованием положений теорий нечетких множеств [1], [2], методов экспертного оценивания [3], [4]. Под альтернативами объекта ЭС в работе понимаются вариативные совокупности параметров элементов линий электропередач и оборудования электрических подстанций в соответствии с выбранными мероприятиями по техническому перевооружению или реконструкции и видом номенклатурных работ.

Необходимо отметить, что в разработанных СППР формирование альтернатив объекта ЭС реализовано без учета типизации номенклатурных параметров оборудования, оценки его технического состояния и с обязательным привлечением экспертов, а выбор альтернатив осуществлен по частным критериям, математические модели которых не в полной мере отражают требования нормативных и законодательных документов в области соответствия объема инвестиционных программ типовым технологическим решениям [5]. Вышеизложенное приводит к снижению объективности и достоверности принимаемых решений.

Анализ исследований по ТПиР района электрических сетей (ЭС) показал, что большинство работ посвящено формированию первоочередных мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению путем решения задачи многокритериальной оптимизации ЭС с учетом индикативного анализа состояния оборудования [3], [4]. Отмечая бесспорную ценность существующих исследований, необходимо заметить, что при формировании программы ТПиР для района электрических сетей из альтернатив объектов ЭС не рассчитываются и не сравниваются между собой несколько вариантов, что не позволяет оценить и выбрать приоритетную альтернативу для района ЭС в условиях финансового ограничения.

В виду вышеизложенного разработка системы поддержки принятия решения по техническому перевооружению и реконструкции района ЭС в условиях ограничения объема инвестиционной программы, обеспечивающей выбор приоритетной альтернативы района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив объектов ЭС, ранжирование которых осуществляется по частным критериям, соответствующим нормативным и законодательным документам, отражающим развитие энергетики в современных условиях, является актуальной и значимой задачей.

Цель работы. Разработка автоматизированной системы поддержки принятия решения по выбору приоритетной альтернативы технического перевооружения и реконструкции района электрических сетей в условиях финансового ограничения

и многокритериального оценивания альтернатив каждого объекта ЭС с применением нейросетевых технологий.

В соответствии с целью сформулированы **задачи исследования**:

1. Выполнить анализ научно-технической литературы в области технического перевооружения и реконструкции электрических сетей и обосновать структуру процесса принятия решения по ТПиР района электрических сетей.

2. Разработать математические модели частных критериев оценки альтернатив объекта электрических сетей на основе нормативных документов в области электроэнергетики, а также с учетом типизации номенклатурных параметров оборудования.

3. Разработать математическую модель формирования альтернатив объекта электрических сетей и метод оценки альтернатив в условиях многокритериальности с использованием нейросетевых технологий.

4. Разработать математическую модель и метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив объектов ЭС, в условиях финансовых ограничений.

5. На основе предложенных математических моделей и методов разработать структурно-функциональную модель и алгоритм принятия решения по ТПиР района электрических сетей, программно реализовать их в автоматизированной системе поддержки принятия решений с последующими тестированием и апробацией на примере Центрального района электрических сетей Оренбургской области.

Объектом исследования являются электрические сети и их техническое перевооружение и реконструкция.

Предмет исследования – принятие решения по техническому перевооружению и реконструкции подстанций и линий электропередач напряжением 35-110 кВ, образующих район электрических сетей.

Научная новизна:

– введен и обоснован новый частный критерий – критерий унификации номенклатуры электросетевых объектов, определяемый на основе многомерного анализа номенклатурных параметров оборудования с помощью карт Кохонена;

– предложена математическая модель формирования альтернатив объекта ЭС на основе декартова произведения множеств, составленных из номенклатурных параметров оборудования, которые согласованы между собой и учитывают техническое состояние, вид мероприятий по ТПиР;

– предложена математическая модель выбора приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, представленная в виде системы уравнений условной оптимизации;

– разработана структурно-функциональная модель принятия решения по ТПиР района электрических сетей, предназначенная для выбора приоритетной альтернативы, сформированной из предпочтительных альтернатив объектов ЭС с учетом технико-экономических требований.

Теоретическая значимость работы заключается в том, что адаптированы:

– математические модели частных критериев оценки альтернатив объекта ЭС: суммарных дисконтированных затрат; годовых потерь электроэнергии; ущерба от перерыва в электроснабжении; площади отвода земельных участков, формализованные с учетом изменений в нормативных документах в области электроэнергетики;

– метод многокритериальной оценки альтернатив объекта ЭС, основанный на использовании искусственной нейронной сети, обученной с помощью алгоритма обратного распространения ошибки;

– метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, основанный на теории графов и решении оптимизационной задачи.

Практическая значимость работы заключается в сокращении времени принятия решения и повышения его обоснованности за счет разработанного алгоритма формирования и многокритериальной оценки альтернатив объекта ЭС, а также алгоритма формирования и оценки альтернатив ТПиР района электрических сетей, образуемых из множеств предпочтительных альтернатив объектов ЭС. Предлагаемая СППР может использоваться при: проектировании схем электрических сетей, разработке программ развития электроэнергетики, составлении инвестиционных программ, работе проектных организаций,

разработке интеллектуальных системах поддержки принятия решений электросетевыми компаниями.

Разработано программное средство, его модули зарегистрированы в Университетском фонде электронных ресурсов ФГБОУ ВО ОГУ №1307, 2016, г. Оренбург и в Роспатенте: №2017614222, 2017; №2018615074, 2018, г. Москва.

Методология и методы исследования, представленные в диссертационной работе, основываются на общей методологии построения систем поддержки принятия решения, теоретических основах электротехники, методах системного и комбинаторного анализа, методах математического моделирования, методах проектирования информационных систем, методах прикладного программирования, технологии искусственных нейронных сетей.

Положения, выносимые на защиту.

1 Структурно-функциональная модель принятия решения по ТПиР района электрических сетей содержащая: тактический уровень принятия решения по выбору предпочтительной альтернативы для объекта электрических сетей; стратегический уровень принятия решения по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив объектов ЭС с учетом финансового ограничения, технического состояния оборудования, а также последствий его отказа.

2 Метод многокритериальной оценки альтернатив объекта ЭС с применением технологии нейронных сетей, обеспечивающий принятие решения на тактическом уровне.

3 Метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей, реализованный посредством интеграции алгоритма построения дерева решений и алгоритма решения оптимизационной задачи, обеспечивающий принятие решения на стратегическом уровне.

4 Информационная среда и алгоритм принятия решения по ТПиР района электрических сетей со структурой вложенных циклов.

Достоверность и обоснованность полученных результатов и выводов базируется на корректном применении математического аппарата,

непротиворечивости, согласованности результатов работы программы, реализующей предложенную модель принятия решения по ТПиР района ЭС, с предложениями, отраженными в схемах и программах развития электрических сетей Оренбургской области.

Реализация результатов работы. Разработанные в диссертационном исследовании методы оценки и выбора альтернатив ТПиР района электрических сетей и объектов, находящихся на его территории, а также полученные результаты и сформулированные предложения по их применению:

- реализованы в госбюджетной НИР «Разработка интеллектуальных электроэнергетических систем с активно-адаптивной сетью». Номер госрегистрации ГР № 116040410003;

- внедрены в производственный процесс на стадии технического тестирования, эксплуатируется в ООО «А7 Агро»;

- внедрены в деятельность службы технического перевооружения реконструкции филиала ПАО «МРСК Волги» «Оренбургэнерго»;

- внедрены в учебный процесс ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет».

Апробация работы.

Основные результаты диссертационной работы обсуждались на: Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: состояние, проблемы, перспективы» (г. Оренбург, 2014, 2016), V Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Томск, 2014), IX Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» (г. Казань, 2014), Международной конференции «Эффективная энергетика -2015» (г. Санкт-Петербург, 2015), Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием «Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» (г. Екатеринбург, 2013, 2016), VI Международной научно-практической конференции «Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии» (г. Екатеринбург, 2017), Международной научно-

технической конференции «Возобновляемая энергетика, энерго- и ресурсосбережение» (Челябинск, 2018).

Результаты также были представлены на наукограде международного молодежно-образовательного форума «Евразия» (г. Оренбург, 2016), в финале конкурса для талантливой молодежи (г. Оренбург, 2016), Всероссийского инженерного конкурса (г. Самара 2017).

По результатам исследования выигран грант Фонда содействия инновациям по программе «УМНИК-Энерджинет» (2017).

Личный вклад. Продолжены исследования, связанные с принятием решений, применительно к ТПиР электрических сетей. Автором разработаны модели формирования и выбора приоритетной альтернативы объекта ЭС, а также альтернативы ТПиР района ЭС, адаптированы модели и методы к современным условиям; структурирована информация, используемая для базы данных. Полученные разработки легли в основу алгоритмов, которым были программно реализованы и протестированы автором.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 17 научных работ в сборниках различного уровня, в том числе: 2 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 1 статья в сборнике трудов конференции, публикуемом в цифровой библиотеке "IEEE Xplore", индексируемой наукометрической базой Scopus; получено 3 свидетельства о регистрации программ для ЭВМ, в том числе 2 свидетельства гос. рег. программы для ЭВМ Роспатента.

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Современное состояние исследований в области технического перевооружения и реконструкции электрических сетей

Одним из важнейших показателей электроэнергетики страны является состояние электрических сетей (ЭС). На основании стандарта ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация [6], под ЭС понимается «совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, размещенных на территории района, населенного пункта, потребителя электрической энергии».

В настоящее время основной проблемой электрических сетей России является высокий износ оборудования, что обуславливает необходимость технического перевооружения и реконструкции объектов электрических сетей. Под **объектом электрических сетей** в данной работе понимается совокупность подстанции и питающих ее линий электропередач. Согласно руководящим указаниям 153-34.0-20.409-99 [7] техническое перевооружение и реконструкция имеют следующие определения:

– под *реконструкцией* понимается «комплекс работ на действующих объектах электрических сетей ... по их переустройству в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды». Реконструкция проводится в отношении объектов, выработавших нормативный срок службы, не соответствующих требованиям санитарных норм и экологии. Реконструкция

объектов электрических сетей позволяет сократить потери электроэнергии и повысить надежность электроснабжения;

– под *техническим перевооружением* понимается «комплекс работ на действующих объектах электрических сетей ..., по повышению их технико-экономического уровня, состоящий в замене морально и физически устаревшего оборудования и конструкций новыми, более совершенными, механизации работ и внедрении автоматизированных систем управления и контроля и других современных средств управления производственным процессом, совершенствовании подсобного и вспомогательного хозяйства объекта при сохранении основных строительных решений в пределах ранее выделенных земельных участков». Мероприятия по техническому перевооружению позволяют сократить потери электроэнергии, уменьшить площадь отводимой земли, ущерб от перерыва в электроснабжении, увеличить производственные мощности при росте нагрузки.

Сохранение проблемы износа парка оборудования электрических сетей объясняется недостаточным объемом финансирования. Основными источниками финансирования, как отмечено в долгосрочной инвестиционной программе Россетей [8], являются «собственные средства (амортизация и прибыль) – 64%; привлеченные средства составляют 15%, плата за технологическое присоединение – 9%, бюджетное финансирование и средства допэмиссии акций – 2%, прочие источники – 10%».

По мнению авторов работы [9] «к основным причинам низкой инвестиционной привлекательности энергообъектов следует отнести: невозможность финансирования проектов техперевооружения только за счет амортизационных отчислений; отсутствие в тарифах инвестиционной составляющей; слабую заинтересованность инвесторов во вложении средств в обновление основных фондов энергокомпаний».

В связи с этим остро встает проблема выбора количества и очередности мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению объектов электрических сетей, находящихся на территории **района электрических сетей**,

под которым понимаем совокупность технологически взаимосвязанных объектов ЭС, расположенных на одной территории и обслуживаемых одним структурным подразделением.

Анализ научно-технической литературы позволил выделить следующие особенности электрических сетей:

– *сложность электрических сетей как системы*, работающей в условиях изменения нагрузок, возрастания социально-экономических требований, многообразия целей функционирования, что неизбежно приводит к увеличению числа входных параметров, а значит и к сложности процесса принятия решения;

– *иерархичность структуры* электрических сетей и вложенность объектов, что позволяет использовать единый подход на разных уровнях [10];

– *вариативность* характеристик оборудования, схем подстанций, способов подключения к сети вместе с иерархичностью структуры обуславливают необходимость использования методов комбинаторики и решения оптимизационных задач, в ходе которых выполняется согласование параметров элементов, что накладывает ограничения на возможные альтернативы объекта ЭС при ТПиР электрических сетей [10];

– *многокритериальность*, обусловленная необходимостью сравнения альтернатив с разными технико-экономическими показателями вследствие многообразия номенклатуры оборудования;

– *многосвязность* между параметрами элементов электрических сетей приводит к тому, что число связей между элементами превышает число самих элементов [1];

– *большой объем данных*, необходимый для принятия решения в области электрических сетей. Использование информации из различных источников усложняется неполнотой исходных данных и приводит к увеличению количества слабо формализованных задач, которые нельзя решать на основе традиционных детерминированных математических методов;

– *инновационность* реализуемых технических решений обусловлена динамичным развитием электрических сетей, необходимостью использования опережающих технологий [11];

– *регламентированность* при эксплуатации электрических сетей обуславливает необходимость соблюдения требований нормативных документов различного уровня.

В связи с вышеизложенным, очевидно, что принятие решения по ТПиР района электрических сетей связано с большим объемом вычислительных действий, а также обработкой больших объемов информации, носящей неопределенный и зашумленный характер. Одним из инновационных направлений совершенствования процессов принятия решения является цифровизация, включающая разработку автоматизированных систем различного назначения. Основные усилия IT-разработчиков в сфере энергетики до последнего времени были направлены на решение задач в области диспетчерского управления и диагностики энергетических объектов: большинство компаний энергетики в России завершает проекты автоматизации первого уровня – внедрение ERP, EAM и систем электронного документооборота. Так, в электросетевых компаниях применяется система SAP ERP, содержащая типовые модели бухгалтерского учета, управления материально техническим снабжением и обеспечением с составлением логистических цепочек, модели управления персоналом, техобслуживания и ремонта оборудования, сбыта и другие [12]. Анализ технических разработок позволил заключить, что проблема получения информации об объектах, функционирующих в реальном времени, в настоящее время решена на 80-90%.

Все вышеперечисленные модели призваны решать текущие производственные задачи на оперативном уровне. Однако, принятие решения по ТПиР электрических сетей относится к тактическому и стратегическому уровням управления, оно определяется не только результатами анализа с использованием математического и специального аппарата, но и профессиональной интуицией лица, принимающего решение (ЛПР).

Под лицом, принимающим решение, понимается субъект управления, наделенный определенными полномочиями и несущий ответственность за последствия принятого и реализованного управленческого решения. При этом ЛПР не готовит и не обосновывает альтернативы решения, им может быть как один человек, так и группа [13]. Применительно к структуре производственных отделений электросетевых компаний в качестве ЛПР может выступать начальник службы технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства.

Эффективность решений может быть оценена спустя месяцы или даже годы, поэтому ответственность за принятие управленческих решений на этом уровне чрезвычайно велика [14]. Это вызывает изменения в способах работы с информацией, требует не только автоматизации процессов обработки и анализа данных, но также и интеллектуализации процесса управления, что обуславливает использование интеллектуальных систем поддержки принятия решений (СППР) по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей.

Как отмечено в [15], системы поддержки принятия решений применяются для моделирования нескольких потенциальных вариантов развития изучаемой системы и анализа ситуации. *СППР не заменяют собой проектировщика, их основным назначением является своевременное представление необходимой информации ЛПР для принятия им адекватных и эффективных решений при управлении.*

ТПиР электрических сетей затрагивает широкий круг вопросов, однако из-за громоздкости задачи с учетом взаимосвязей во всей электроэнергетической системе, практическое решение заключается в последовательном рассмотрении отдельных задач [16]. Из этого следует, что для эффективного решения задачи по ТПиР электрических сетей необходимо совместное использование СППР с другими автоматизированными системами. Каждая из систем решает свою задачу, при этом другие автоматизированные системы рассматриваются как черный ящик, а информация, полученная в результате их работы, служит источником данных для СППР.

Анализ научно-технической литературы [15] позволил заключить, что в системах поддержки принятия решений используются такие технологии, как технология многомерного анализа данных, статическое и динамическое моделирование, дисперсионный анализ, имитационное моделирование, эволюционные вычисления и генетические алгоритмы, нейронные сети, ситуационный анализ, когнитивное моделирование и другие. Однако, разработка СППР и выбор методов решения производится исходя из особенностей решаемой проблемы.

Анализ проведенных исследований, как отечественных, так и зарубежных, касающихся принятия решения в области электрических сетей, показал, что в них используются методы искусственного интеллекта и методы многокритериальной оптимизации, как в отдельности, так и совместно, по следующим направлениям:

- оптимизация системы электроснабжения в условиях неопределенности с использованием методов нечеткой логики для определения стратегий развития, многокритериальной оптимизации и экспертных оценок для выбора наилучшего варианта [17];

- выбор мощности подстанций глубокого ввода с учетом неопределенности роста нагрузки с использованием многокритериальной оптимизации путем сведения нескольких критериев к одному [2];

- выбор конфигурации электрической сети методами дискретной оптимизации по критерию минимума потерь с возможностью использования в мультиагентных системах [18];

- расчет, анализ и оптимизация потерь электроэнергии в сетях электроснабжения промышленного предприятия с учетом многокритериальных оценок мероприятий [19];

- оптимизация функционирования и развития систем электроснабжения городов на основе метода средневзвешенной нормализованной оценки [4];

- оценки состояния оборудования систем электроснабжения при помощи обученной искусственной нейронной сети [20], [21]; систем экспертного оценивания высоковольтного маслонаполненного оборудования [22];

- принятия решения в области Smart Grid с учетом интеграции возобновляемых источников энергии [23];
- принятия решения в области проектов по ремонту электрических сетей [24] на основе экспертных систем;
- реконфигурации системы распределения энергии [25] с использованием методов теории графов, алгоритмов роевого интеллекта;
- оптимизации планирования расширения и эксплуатации электрической сети на основе оценки технического состояния с использованием нейронных сетей и генетических алгоритмов для формирования решений [26].

Отмечая бесспорную ценность вышеуказанных исследований необходимо заметить, что в них выбор альтернатив осуществлен по частным критериям, математические модели которых не в полной мере отражают требования современных нормативных и законодательных документов в области соответствия объема инвестиционных программ типовым технологическим решениям.

Таким образом, техническое перевооружение и реконструкция электрических сетей в современных условиях должны осуществляться с использованием автоматизированных систем, оказывающих интеллектуальную поддержку в процессе принятия решения и учитывающих требования нормативных и законодательных документов в области электроэнергетики.

1.2 Структура процесса принятия решения по техническому перевооружению и реконструкции района электрических сетей

Согласно специфике предметной области, описанной в параграфе 1.1, для электрических сетей характерными являются иерархичная структура, многосвязанность и вложенность объектов. Как отмечено в [27], «возникновение иерархической структуры управления было обусловлено все возрастающей сложностью технологии управляемых объектов, создающей большие трудности для централизованного управления. Поэтому появилась необходимость разделения

всего процесса принятия решений на такое число уровней, чтобы решение задачи оптимизации на каждом из них было несложным».

Для иерархичных систем выделяют несколько уровней принятия решения: оперативный, тактический и стратегический [28]. Для оперативного уровня характерны многократно повторяющиеся задачи, решаемые в режиме реального времени на основе внутрипроизводственных данных. В области электрических сетей к оперативному уровню принятия решения, как отмечено в п.1.1, относят работы по диагностике, ремонту и обслуживанию отдельных единиц оборудования, оперативные переключения.

На тактическом уровне осуществляется распределение и контроль ресурсов, создание и корректировка планов работ для производственного объекта. Для этого используется информация предыдущего уровня, и данные, полученные из внешних источников, например, данные о росте нагрузки от потребителей. В соответствии с этим, к основным действиям по принятию решения по техническому перевооружению и реконструкции объекта ЭС автором отнесено следующее: составление списков оборудования, подлежащего замене, на основе оценки его технического состояния; выбор мероприятий и вида номенклатурных работ в рамках ТПиР; определение наилучшего варианта замены оборудования для объекта электрических сетей.

Стратегический уровень базируется на результатах предыдущих уровней и устанавливает цели и приоритеты производственного комплекса. К стратегическому уровню принятия решения в электросетевых компаниях следует отнести разработку инвестиционных программ, схем и программ перспективного развития района ЭС.

В соответствии с вышеизложенным сделан вывод, что в контексте поставленной цели исследования, иерархическую систему принятия решения по ТПиР района электрических сетей необходимо рассматривать в виде двухуровневой структуры. На первом, тактическом, уровне принимается решение по выбору предпочтительных альтернатив объекта электрических сетей с учетом ИТС, выбора мероприятий и вида номенклатурных работ, а на втором, стратегическом, уровне

принимается решение по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив объектов электрических сетей, с учетом финансовых ограничений инвестиционной программы.

Анализ литературы в области процесса принятия решения [15] позволил выявить следующие основные этапы процесса принятия решения: формирование альтернатив; оценка альтернатив; выбор приоритетной альтернативы.

Как отмечено в работах [15], [29] для того, чтобы сформировать множество альтернатив необходимо предварительно описать и сформулировать существующую проблему, а также условия, которым должна удовлетворять альтернатива в соответствии с особенностями предметной области исследования. Применительно к решению задачи по ТПиР электросетевых объектов формулировка проблемы заключается в выборе заменяемого оборудования, а для ТПиР района ЭС – в выборе самого района и тех объектов ЭС, оборудование которых нуждается в замене.

Достоверность и объективность оценки альтернатив определяется выбором и формализацией критериев по которым они оцениваются. Критерии могут быть качественными и количественными, их выбор обусловлен используемым для сравнения и определения наилучшей альтернативы математическим аппаратом.

В задачах принятия решения определение наилучшей альтернативы не является конечным шагом, так как окончательное решение остается за лицом, принимающим решение. Поэтому, необходимо ранжировать альтернативы по степени их предпочтительности, чтобы предоставить ЛПР все возможные варианты.

На основании вышеизложенного и предложенной двухуровневой структуры принятия решения автором адаптированы классические этапы принятия решения в соответствии с задачами исследования, которые представлены ниже.

Этапы процесса принятия решения по ТПиР объектов электрических сетей на тактическом уровне.

1 Формирование альтернатив

1.1 Выбор мероприятий по ТПиР объекта электрических сетей на основе оценки технического состояния оборудования (параграф 2.1);

1.2 Генерация возможных решений: формирование альтернатив в зависимости от мероприятий по ТПиР объектов электрических сетей (параграф 2.2);

2 Оценка альтернатив

2.1 Выбор и обоснование критериев принятия решения

2.2 Разработка математических моделей критериев оценки альтернатив объекта электрических сетей с учетом нормативных документов (параграф 2.3);

2.3 Оценка возможных альтернатив объекта электрических сетей

3 Выбор наилучшей альтернативы

3.1 Ранжирование и выбор предпочтительной альтернативы объекта электрических сетей (параграф 2.4);

3.2 Оценка результатов и обратная связь (параграф 2.4, 4.4).

Этапы процесса принятия решения по ТПиР района электрических сетей на стратегическом уровне.

1 Формирование альтернатив

1.1 Выбор района электрической сети, для которого формируется приоритетная альтернатива ТПиР района ЭС. Определение условий формирования альтернатив (параграф 3.1);

1.2 Генерация возможных решений: формирование альтернатив ТПиР для района ЭС из предпочтительных альтернатив для объектов электрических сетей (параграф 3.2, 3.3);

2 Оценка альтернатив

2.1 Определение критериев принятия решения

2.2 Оценка альтернатив ТПиР района ЭС по критериям принятия решения (параграф 3.2, 3.3);

3 Выбор наилучшей альтернативы

3.1 Ранжирование и выбор приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей (параграф 3.3);

3.2 Оценка результатов и обратная связь (параграф 4.4).

Для реализации классической структуры принятия решения используется типовая архитектура СППР (рисунок 1.1), состоящая из модулей: базы данных,

базы моделей, ранжирования и выбора решения, пользовательского интерфейса [30]. Однако реализация каждого из блоков может существенно различаться в зависимости от области применения, функционального назначения, уровня управления, способа представления данных, технологий разработки, используемых методов. Адаптация типовой архитектуры к решаемым задачам, с учетом предлагаемой в исследовании двухуровневой структуры процесса принятия решения, приведена в параграфе 4.2 на рисунке 4.3.

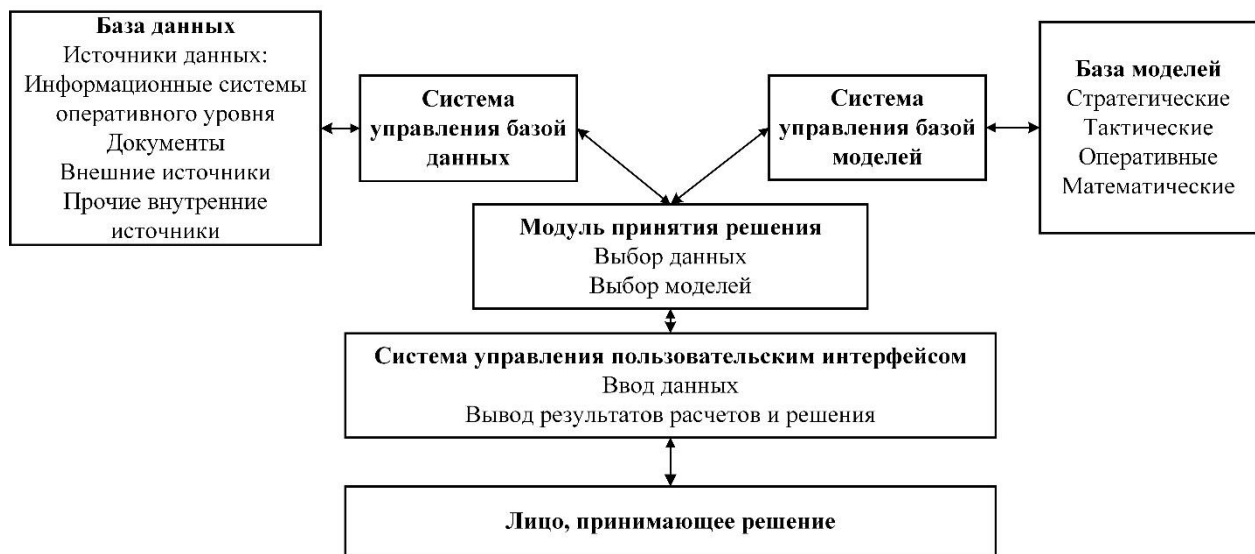


Рисунок 1.1 – Архитектура СППР

Принятие решения осуществляется на основе данных, поступающих от других систем, а также информации, введенной пользователем. Связь модулей СППР с базой данных осуществляется при помощи системы управления базой данных, которая позволяет обрабатывать обращения и работать с данными. Используемые для реализации этого модуля методы, как правило, основываются на системном анализе, обработке данных и интеллектуальном анализе данных [31].

Обработка данных осуществляется при помощи системы управления базой моделей на основе разработанной базы моделей с учетом задач СППР. Методы, используемые для реализации этих модулей, обусловлены спецификой проблемы и определяются предметной областью.

Основной частью СППР является модуль принятия решения. Задачей модуля принятия решения является решение задачи формирования, оценки и ранжирования альтернатив объекта ЭС, а затем формирования, оценки и выбора приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС. На основе анализа научно-технической литературы можно выделить два подхода оценки альтернатив объекта ЭС:

– однокритериальный подход, применяемый при определении порядка и объема работ технического перевооружения и реконструкции на нескольких объектах электрических сетей. Он заключается в определении списка объектов, для которых срок эксплуатации изношенного оборудования можно продлить на определенное время с минимальными затратами. Для этого оборудования рассчитывается максимальное эффективное остаточное время работы и затраты, которые необходимо понести в связи с восстановительным ремонтом, при этом «не нужно продлять эксплуатацию на максимально возможный срок, а необходимо продлять лишь на то время, в течение которого происходит перевооружение другого оборудования» [32]. Определяется остаточное время работы всего объекта в целом. Составляется ранжированный список объектов, программа реконструкции или технического перевооружения реализуется в первую очередь на объекте с минимальным остаточным временем работы.

– многокритериальный подход, применяемый при реконструкции линий электропередач, подверженных экстремальным метеовоздействиям [33]; ранжировании очередности проведения реконструкции электрических сетей [34], [4]. Для действующих электрических сетей на основе индикативного анализа определяется перечень объектов, имеющих неудовлетворительное состояние. Для них составляется список мероприятий в результате обхода графа возможных маршрутов. «Выбор итогового решения выполняется из множества решений ... и осуществляется путем ранжирования по величине затрат на их реализацию и уровню индикативных показателей работоспособности системы электроснабжения в перспективе» [4].

На основании выделенных автором в параграфе 1.1 особенностей предметной области сформулированы требования к методам, реализующим процесс принятия решения.

1 Многокритериальность. Обеспечение возможности классификации альтернатив (на предпочтительные и нецелесообразные), ранжирования по значениям критериев, характеризующих показатели их эффективности.

2 Адаптивность. Ввиду того, что электрические сети являются сложной динамичной системой, обеспечение возможности приспособления к меняющимся внешним экономическим условиям, развитию технологий, появлению новых видов оборудования.

3 Минимизация участия человека. Для повышения объективности принятия решения по ТПиР электрических сетей, как отмечено в [16], [35], оно должно осуществляться при минимальном субъективном воздействии экспертов, а возможно и полного исключения участия человека на промежуточных стадиях процесса принятия решения.

4 Быстродействие. Решаемая задача по выбору альтернатив с одной стороны, не имеет жестких требований к временным затратам, однако предпочтительным является сокращение затрачиваемых ресурсов и адекватное время работы СППР, особенно при обработке большого объема входных данных.

5 Устойчивость. Исходные данные для решения задачи по ТПиР электрических сетей могут обладать неполнотой, неточностью, зашумленностью и субъективностью. Поэтому принятие решения на основе таких данных должно осуществляться с учетом возможных выбросов.

6 Полнота. Ввиду возможности наличия нескольких альтернатив с разными технико-экономическими характеристиками необходимо рассмотреть все возможные их сочетания.

1.3 Сравнительный анализ методов искусственного интеллекта, применяемых в задачах принятия решения в области электроэнергетики

Анализ научно-технической литературы показал, что при решении задач по ТПиР электрических сетей отмечается особая значимость опыта проектировщика, а действие автоматизированных систем сводится к предоставлению информации, на основе которой человек мог бы выбрать решение. Однако, в настоящее время развитие методов искусственного интеллекта позволяет формализовать и обобщить этот опыт при наличии большого числа обучающих примеров. Для интеллектуализации принятия решения в технических системах используются такие технологии, как искусственные нейронные сети (ИНС), экспертные системы (ЭС), нечеткая (fuzzy) логика (НЛ), генетические алгоритмы (ГА) и другие. Общей задачей использования искусственного интеллекта (ИИ) является построение компьютерной интеллектуальной системы, которая обладала бы уровнем эффективности решений неформализованных задач, сравнимым с человеческим или превосходящим его [36].

Нейронные сети представляют собой распределенные системы, состоящие из входного, внутренних и выходного слоев, в каждом из которых несколько нейронов, между которыми есть связи, называемые весами. Нейронные сети способны к адаптивному обучению путем реакции на положительные и отрицательные воздействия [37]. ИНС наиболее часто применяются для решения проблем классификации образов, кластеризации, аппроксимации, прогноза, оптимизации, ассоциативной памяти и управления динамическими системами [38].

В электроэнергетике искусственные нейронные сети используются для прогнозирования нагрузки [39], [40]; управления потоками электроэнергии в сетях [41]; диагностики [42]; оптимизации размещения датчиков [43]. Их существенным достоинством является способность решать задачи, в которых неизвестны зависимости между входными и выходными данными, что позволяет обобщить существующий опыт и повторить действия экспертов. Способность к обобщению при обучении на большом числе примеров также обуславливает устойчивость к

зашумленным данным. Высокое быстродействие искусственных нейронных сетей достигается за счет использования массового параллелизма обработки информации. Также нейронные сети могут использоваться в составе других технологий искусственного интеллекта; при решении задач с нелинейным характером прогнозируемых процессов, высоким уровнем неопределенности, без ограничений и предварительных проверок. Мощность нейросистемы может неограниченно наращиваться [41], [44].

К недостатками искусственных нейронных сетей относят необходимость использования большого объема статистических данных для обучения и скрытый характер функционирования.

Генетические алгоритмы – поисковые алгоритмы стохастической оптимизации, основанные на механизмах генетики. Процессу построения предшествуют выбор начальных условий, критерия, анализ и выбор ограничений, учитывающих особенности объектов, систем, и факторы, влияющие на их функционирование. На этом этапе значительную роль играет человек, определяющий указанные выше параметры. До начала моделирования со случайным набором хромосом создаются индивидуумы, которые затем скрещиваются и мутируют. В результате отбора определяется, как строится популяция следующего поколения из старой, и добавляются новые индивидуумы. Затем эти операции повторяются. В качестве решения задачи оптимизации принимают наилучшего из найденных индивидуумов.

Примером использования генетических алгоритмов является: оптимизация ЭС по активной и реактивной мощности [45], оптимизация режимов ЭЭС по коэффициентам трансформации [46]; решение задач управления, надежности электрооборудования [47]; планирование режимов электроэнергетических систем [48].

Генетические алгоритмы позволяют определить достаточно быстро точное решение сложных оптимизационных задач (в том числе с изменяющейся средой), имеющих многомерный характер; не требуют никакой информации о поведении функции; стойки к попаданию в локальные оптимумы; учитывают технические

ограничения любого вида, дискретность и целочисленность переменных; просты в реализации; могут применяться совместно с другими методами расчета.

Найденное решение оценивается приближением к оптимальному значению, которое может оказаться недостаточным, поэтому недостатком генетических алгоритмов является большое время поиска экстремума, что не позволяет использовать их в режимах реального времени и на большом пространстве поиска.

При проектировании электрических сетей зачастую решающим является опыт проектировщика, носящий субъективный характер. Формализация этих знаний возможна при использовании в проектировании экспертных систем – направления исследований по созданию вычислительных систем, умеющих принимать решения, схожие с решениями экспертов в заданной предметной области, и предназначенные для консультаций менее квалифицированных специалистов.

Экспертные системы разрабатываются для принятия решения в аварийных ситуациях [49]; для автоматизированных систем управления ЭС, тренажеров, создания сценариев оперативных переключений [50].

Экспертные системы позволяют для широкого круга задач получать решение, которое приносит значительный экономический эффект и существенно упрощает связанные с ними процессы; добавляют новые качества к программам при объединении экспертных систем с технологиями традиционного программирования.

Недостатки экспертных систем заключаются в создании экспертной базы знаний, что обуславливает некоторый субъективизм, а также низкую адаптивность. Также можно выделить недостатки, вытекающие из особенностей задач, не позволяющие решить их этим методом или имеющие более точное численное решение.

Для преодоления неопределенности в электроэнергетических задачах различного класса были разработаны методы на основе аппарата теории нечетких множеств. Недостаток исходной информации преодолевается путем привлечения источников информации, как формального характера, так и неформального в виде

экспертных оценок. Параметры моделируемых режимов электрических сетей, которые не могут быть заданы детерминированно или с определенной степенью вероятности, представляются в виде нечетких множеств, характеризующихся функцией принадлежности.

Преимущества нечетких систем заключается в возможности оперировать неоднозначно задаваемыми изменяющимися входными данными и отражать в выходных данных суммарную степень неопределенности исходных данных; в возможности повышения достоверности описания объекта. Теория нечетких множеств позволяет быстро и не трудоемко моделировать, и анализировать сложные динамические системы, удобно и качественно оценивать альтернативы по отдельным критериям путем лингвистической оценки или ранжированием в зависимости значения функции принадлежности. Также отсутствует необходимость в определении количественных зависимостей между исходами и альтернативами, в алгоритме четко определена точка остановки и нет риска переполнения данными [51].

Системы, базирующиеся на теории нечетких множеств, применять нецелесообразно, если для объекта или процесса уже найдена адекватная и легко исследуемая математическая модель, например, применение нечеткого подхода по сравнению с вероятностным не приводит к повышению точности вычислений [52]. К недостаткам также относят отсутствие стандартной методики конструирования нечетких систем; исходный набор правил, вид и параметры функций принадлежности выбираются экспертом-человеком и могут оказаться неполными или противоречивыми [53]. Также отсутствует возможность добавления новых знаний из-за слабой устойчивости результатов.

Результаты сравнительного анализа методов искусственного интеллекта приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Сравнительный анализ методов ИИ

Характеристики	ИНС	ЭС	ГА	НЛ
Обучение без участия человека	+	-	+/-	-
Способность к многокритериальному анализу	+	+	+	+
Устойчивость к неполной, зашумленной информации	+	+/-	+	+
Адаптивность	+	-	+	+
Обработка большого объема входных данных	+	-	-	-
Быстродействие	+	+	-	+
Хранение обучающих данных	+/-	+	-	+
Задачи классификации	+	+	-	+
Логическая прозрачность	-	+	-	+

На основе требований, предъявляемых к требованиям реализации этапов процесса принятия решения (параграф 1.3), и сравнительного анализа методов искусственного интеллекта можно сделать вывод, что для принятия решения по ТПиР электрических сетей наибольшими преимуществами обладает технология искусственных нейронных сетей.

1.4 Применение искусственных нейронных сетей в решении задач по выбору предпочтительной альтернативы объекта электрических сетей

Искусственные нейронные сети используются в системах поддержки принятия решения во многих областях: экономике при прогнозировании валютных рынков и объемов продаж на предприятиях [54], управлении сложными техническими устройствами газо- и нефтеперерабатывающей отрасли [55], при разработке газоконденсатных месторождений [56] и др. В некоторых работах [57] ИНС используются для прогнозирования временных рядов. Однако такое использование заменяет другие статистические методы, и не является в полной мере поддержкой в выборе наилучшей альтернативы при принятии решений. Для

решения этой задачи наиболее целесообразно использование искусственных нейронных сетей, позволяющих решать задачи классификации и кластеризации.

Использование ИНС в задачах кластеризации объектов

Кластеризация (обучение без учителя) – это деление заданного множества точек данных на подгруппы, каждая из которых, насколько это возможно, гомогенна [38]. При этом раскрывается внутренняя структура данных, выявляется корреляция между признаками, описывающими объекты.

В работе предложено использовать кластеризацию для анализа существующих технических решений, направленную на оценку частоты использования совокупности параметров оборудования в существующей практике эксплуатации объектов электрических сетей. Анализ номенклатуры используемого оборудования позволяет избежать излишнего многообразия при выборе варианта замены.

Исходя из особенностей решаемой задачи по унификации оборудования разработаны требования, предъявляемые к методу кластеризации:

- простота реализации;
- быстрое обучение без учителя;
- все объекты должны войти в кластеры;
- кластеры не должны пересекаться;
- число кластеров должно быть существенно меньше числа примеров в выборке;
- доступность интерпретации результатов кластеризации.

Наиболее часто для решения задачи кластеризации при помощи ИНС используют самоорганизующиеся сети Кохонена, удовлетворяющие приведенным выше требованиям.

Сеть Кохонена – это однослойная сеть (в теории искусственных нейронных сетей считаются только скрытые слои, входной и выходной слои не учитываются), в своей простейшей форме она функционирует по правилу «победитель получает все», когда модифицируются веса только победившего нейрона. Входной вектор представляет собой описание объекта. Для входного вектора один и только один

нейрон выходного слоя выдает логическую единицу, его номер отражает принадлежность к конкретному кластеру, все другие выдают нуль.

Основными преимуществами сетей Кохонена является простота в использовании, устойчивость к зашумленным данным, быстрое и неуправляемое обучение. Также модификация сетей в виде карт Кохонена позволяет визуализировать многомерные входные данные в виде компактных и удобных для интерпретации двумерных карт.

В них нейроны, являющиеся центрами кластеров, как правило, упорядочены в сетку с шестиугольными ячейками для корректного отображения расстояния между их центрами. В процессе обучения настраиваются веса не только нейрона-победителя, но и его соседей. Каждой ячейке соответствует нейрон сети Кохонена.

В настоящее время для обучения карт Кохонена широко используется алгоритм пакетного обучения карт Кохонена (Batch-Learning Self- Organizing Map). В этом алгоритме сначала предъявляются все примеры, а потом производится обновление весов. Нейроны представляют собой линейные взвешенные сумматоры:

$$Y_i = b_i + \left(\sum_{k=1}^a w_{k,i} \cdot x_k \right), \quad (1.1)$$

где b – пороговый коэффициент;

k – номер нейрона в предыдущем(входном) слое;

x – входной вектор, подаваемый на i -ый нейрон;

i – номер нейрона в текущем (скрытом) слое;

w – вес соответствующей связи (синапса между k и i нейронами);

a – количество нейронов в текущем слое.

В процессе обучения на вход сети подается входной вектор, содержащий описание объекта. Затем по формуле 1.1 определяется выход для каждого i -го нейрона, после чего определяется нейрон, веса которого в наименьшей степени отличаются от соответствующих компонент входного вектора.

Определяется номер победившего нейрона, для чего вычисляется евклидово расстояние между входным вектором x_i и весами всех нейронов w_i и определяется номер нейрона с минимальной разницей:

$$i(x) = \arg \min \sqrt{\sum_{i=1}^a (x_i - w_{k,i})^2}. \quad (1.2)$$

Далее производится корректировка весов нейрона-«победителя» и нейронов, входящих в окрестность или радиус обучения нейрона-«победителя», по правилу:

$$w_i^{m+1} = w_i^m + \eta_i^m \cdot (x - w_i^m) \cdot h_{ij}^m, \quad (1.3)$$

где m – число эпох обучения;

η – скорость обучения;

j – номер соседнего нейрона, входящего в радиус обучения;

h_{ij} – функция соседства нейронов (функция окрестности), с центром в победившем нейроне i .

$$h_{ij} = \exp\left(-\frac{|r_j - r_i|^2}{2\sigma}\right), \quad (1.4)$$

где r_i – позиция победившего нейрона, в двумерной решетке определяется его координатами;

r_j – позиция соседнего нейрона;

σ – эффективная ширина.

Обучение заканчивается после m эпох обучения.

Для анализа распределения объектов по кластерам строятся матрицы расстояний в виде шестиугольной сетки. Ячейками этой сетки являются как нейроны выходного слоя, соответствующие кластерам, так и связи, характеризующие похожесть кластеров между собой. Ячейки, в которых расположены связи, окрашены в разные цвета: чем темнее ячейка связи, тем меньше объекты в двух кластерах похожи друг на друга. Применение карт Кохонена для кластеризации существующих электросетевых объектов при решении задачи оценки соответствия альтернатив сложившейся структуре номенклатуры оборудования описано в п. 2.3.5.

Использование ИНС в задачах принятия решения.

Классификация (обучение с учителем) – это соотнесение объекта и заранее определенного класса на основе описания признаков объекта. При этом задано конечное множество объектов, для которых известно, к каким классам они относятся.

Задача выбора предпочтительного решения по ТПиР электросетевых объектов при помощи ИНС относится к задачам бинарной классификации. Архитектура наиболее подходящей ИНС для этого – многослойный перцептрон [38]. По входному вектору, описывающему альтернативу объекта электрических сетей, нейронная сеть определяет степень ее принадлежности к классу предпочтительных или нецелесообразных решений.

Задача обучения ИНС состоит в определении таких значений весов, связывающих между собой нейроны, для которых при подаче на вход значений X^i на выходе будут получены значения, близкие к T^i . Для обучения используется алгоритм обратного распространения ошибки, основные операционные действия которого представлены ниже.

1 Определение выходов каждого нейрона Y_i и сети в целом Y_{out} :

$$Y_i = f\left(\sum_{k=1}^a w_{k,i} \cdot Y_k\right), \quad (1.5)$$

где k – номер нейрона в предыдущем слое;

i – номер нейрона в текущем слое;

w – вес соответствующей связи (синапса между k и i нейронами);

Y_k – значение на выходе нейрона предыдущего слоя;

a – количество нейронов в текущем слое.

2 Промежуточная корректировка составляющей весов связей.

Для выходного нейрона:

$$\delta_{out} = (Y_{out} - T) \cdot f'(IN_{out}), \quad (1.6)$$

где IN – это суммарное значение, подаваемое на вход нейрона.

Для скрытых нейронов:

$$\delta_{hidden} = f'(IN_{hidden}) \sum \omega_{hidden,hidden+1} \cdot \delta_{hidden+1}, \quad (1.7)$$

где f – функция активации:

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}, \quad (1.8)$$

$$f'(x) = f(x) \cdot (1 - f(x)). \quad (1.9)$$

Для выходного нейрона:

$$f(x) = f(IN_{out}) = Y_{out}. \quad (1.10)$$

Подставляя уравнения (1.10), (1.9) в (1.6) получим:

$$\delta_{out} = (Y_{out} - T) \cdot Y_{out} \cdot (1 - f(Y_{out})). \quad (1.11)$$

3 Корректировка весов сети с целью минимизации ошибки.

Изменение веса для выходного нейрона:

$$\Delta w_{out-1,out} = \eta \cdot \delta_{out} \cdot Y_{out-1}. \quad (1.12)$$

Изменение веса для скрытых нейронов:

$$\Delta w_{in,hidden} = \eta \cdot \delta_{hidden} \cdot Y_{in-1}, \quad (1.13)$$

$$w = w + \Delta w. \quad (1.14)$$

4 По окончании эпохи обучения рассчитывалась среднеквадратичная ошибка:

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (T_i - Y_{out i})^2. \quad (1.15)$$

Обучение сети считается законченным, когда ошибка вместе с градиентом функции ошибок достигают минимума, а дальнейшие эпохи обучения приводят только к росту ошибки.

В работе ИНС предлагается использовать на тактическом уровне на четвертом этапе процесса принятия решения по ТПиР объектов электрических сетей. Подробное описание использования ИНС приведено в параграфе 2.4.

1.5 Современное состояние электрических сетей Оренбургской области

Развитие и функционирование электрических сетей напрямую зависит от уровня и динамики потребления электроэнергии. В 2018 г. выработка электроэнергии электростанциями России составила 1 091,6 млрд кВтч (по ЕЭС России – 1 053,9 млрд кВтч). Увеличение объема производства электроэнергии в 2018 г. по сравнению с 2017 составило 1,7 %. Потребление электроэнергии в целом по России в 2018 году составило 1076,1 млрд кВтч, что на 1,6 % больше, чем в 2017 году [58].

Баланс электрической мощности на территории Оренбургской области характеризуется как профицитный. Максимум потребления, а также общий объем выработки снижаются с 2012 года (рисунок 1.2) [59].

Энергосистема Оренбургской области является по состоянию на 2018 год избыточной по активной мощности, однако часть районов являются дефицитными и электроснабжение осуществляется от энергосистем соседних областей [60].

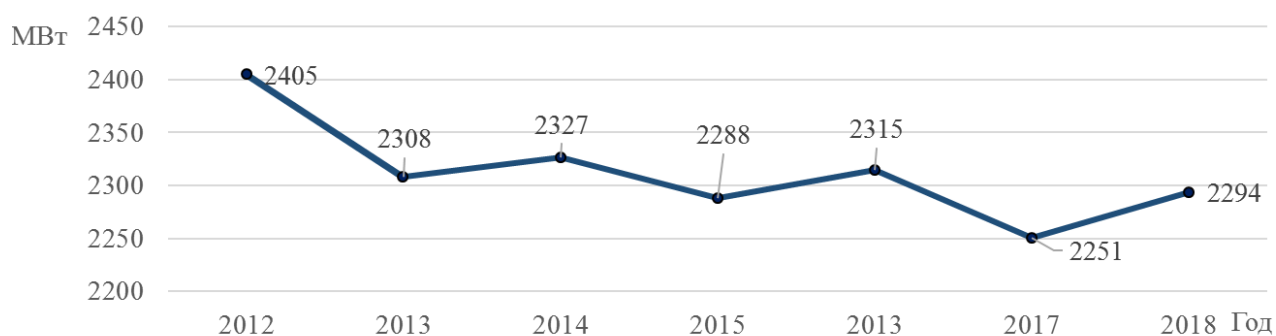


Рисунок 1.2 – Динамика максимумов потребления электрической мощности Оренбургской энергосистемы

Основными потребителями электроэнергии являются промышленные предприятия и строительство, коммунально-бытовое хозяйство, транспорт и связь, сельское хозяйство (рисунок 1.3).

При этом электросетевое оборудование крупных промышленных предприятий, как правило, находится на их собственном балансе, поэтому

принятие решения о ТПиР таких объектов непосредственно связано с производственными процессами.

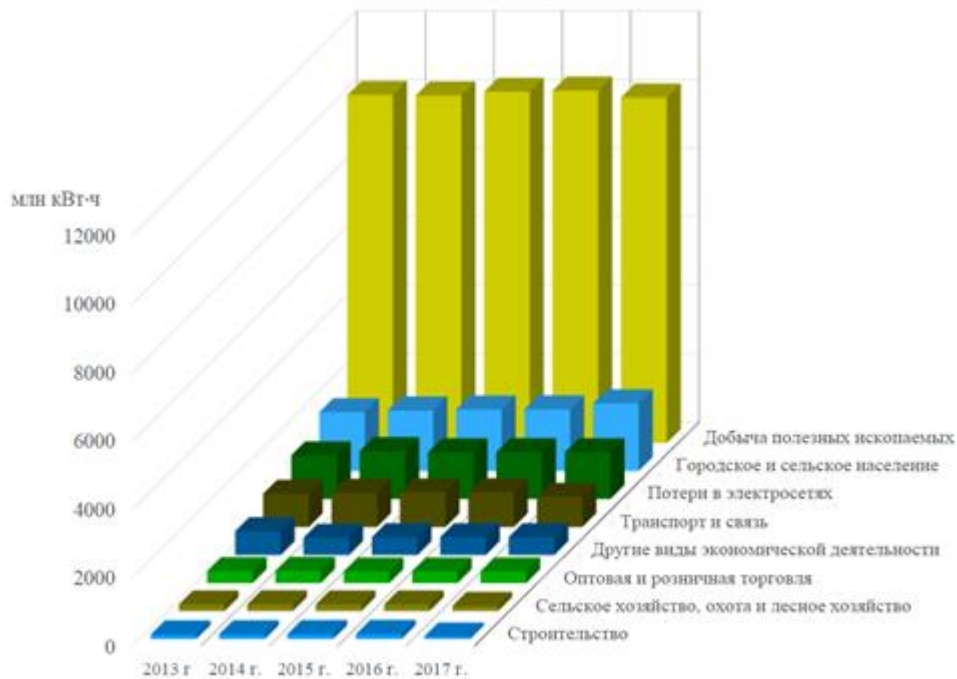


Рисунок 1.3 – Структура потребления электроэнергии Оренбургской области по видам экономической деятельности

Подстанции, находящиеся на балансе электросетевых предприятий, имеют смешанную структуру потребителей, что обуславливает неопределенность роста нагрузки, вызванную возможностью одновременного повышения спроса на электроэнергию, и активного внедрения энергоэффективных технологий. Все это не дает однозначно судить о перспективном уровне нагрузки и обуславливает сложность в принятии решений по ТПиР электрических сетей.

Основными предприятиями, эксплуатирующими объекты электрических сетей Оренбургской области, являются: филиалы ПАО «ФСК ЕЭС» Оренбургское ПМЭС, ПАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго», ПАО «Оренбургнефть»; Южно-Уральский филиал ООО «Газпромэнерго», Южно-Уральская железная дорога, Куйбышевская железная дорога и отдельные потребители электрической энергии. Сводные данные по объектам электросетевого хозяйства приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Сводные данные по объектам электросетевого хозяйства 110-500 кВ Оренбургской области

Класс напряжения, кВ	Количество ПС, шт	Мощность тр-ров, МВА	Длина ЛЭП, км
Филиал ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго»			
220	-	-	11,7
110	96	2792,4	4602,1
35	206	1214,45	5316,37
ПАО «ФСК ЕЭС» Оренбургское ПМЭС			
500	1	1002	796,5
220	11	3214	1397,5
110	4	151	93,8
Другие предприятия			
220	3	572	197,7
110	78	4667,2	1182,6

Наибольшую долю среди всего электросетевого хозяйства занимают объекты напряжением 35-110 кВ. Большинство из них обслуживается производственными отделениями филиала ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго»:

1) Восточное производственное отделение - Адамовский, Гайский, Домбаровский, Кваркенский, Кувандыкский, Медногорский, Новоорский, Светлинский, Ясенский районы;

2) Западное производственное отделение - Бузулукский, Грачевский, Красногвардейский, Курманаевский, Новосергеевский, Первомайский, Сорочинский, Ташлинский, Тоцкий районы;

3) Оренбургское производственное отделение - Держинский, Ленинский, Зауральский, Промышленный, Пригородный, Центральный районы;

4) Орское производственное отделение - Орский, Советский районы;

5) Северное производственное отделение - Абдулинский, Асекеевский, Бугурусланский, Матвеевский, Пономаревский, Северный районы;

6) Центральное производственное отделение - Акбулакский, Александровский, Беляевский, Илекский, Октябрьский, Переволоцкий, Сакмарский, Саракташский, Соль-Илецкий, Тюльганский, Шарлыкский районы.

В работе апробация осуществляется на объектах **Центрального энергорайона**, включающего в себя Оренбургский энергоузел, а также отдаленные энергоузлы Шарлыкский (Александровский и Шарлыкский районы области) и Соль-Илецкий (Соль-Илецкий и Акбулакский районы).

Потребители Центрального энергорайона представлены такими предприятиями, как ФГУП ПО «Стрела», ООО «Оренбургский радиатор», ОАО «Завод “Инвертор”», филиал «Оренбургский локомотивный завод», ООО «Оренбурггазпром», ООО «Сервиснефтегаз», ОАО «Оренбургуголь», ОАО «Оренбургнефть», ОАО «Илецксоль», коммунально-бытовой сектор г.Оренбурга.

Основными источниками покрытия электрических нагрузок Центрального энергорайона являются расположенные на его территории электростанции – Сакмарская ТЭЦ, Каргалинская ТЭЦ; Переволоцкая и Соль-Илецкая СЭС.

Обслуживаемые производственными подразделениями подстанции относятся по месту размещения к районным, питают различных потребителей, находящихся на территории населенных пунктов, где размещены подстанции. По способу присоединения подстанции преимущественно проходные, что обусловлено конфигурацией электрической сети.

Рассматриваемые ЛЭП конструктивно выполняются из воздушных линий электропередач, по напряжению относятся к линиям среднего (35 кВ) и высокого (110 кВ) напряжения. По конфигурации применяются преимущественно замкнутые сети с двухсторонним питанием и секционированием в точках потокоузла, а также магистральные линии. По функциональному назначению и охвату территории рассматриваемые линии можно отнести к районным распределительным сетям.

Общими проблемами электрических сетей Оренбургской области являются [61]:

- моральный и физический износ более половины оборудования (старение изоляции, износ арматуры, коррозия);
- преобладание масляных выключателей на ПС 35-110 кВ;
- взрыво- и пожароопасность измерительных трансформаторов 35-110 кВ старых типов вследствие конструктивных недостатков;

– устаревшие типы комплектных распределительных устройств наружной установки;

– наличие парка трансформаторов со сроком службы более 25 лет (67,5%) с измененными техническими характеристиками, с выраженными деградацией изоляции и снижением динамической стойкости;

– наличие ВЛ всех классов напряжений, выполненных по проектам 60-70-х годов, не соответствующих современным районно-климатическим условиям по гололеду и ветру;

– наличие значительного количества фарфоровых изоляторов старых типов на ВЛ 35-110 кВ;

– ограниченная территория и стесненные условия для выбора трасс КЛ и ВЛ, площадок ПС в городской черте, повышенные архитектурно-эстетические требования к сооружаемым элементам сети;

– неравномерность распределения нагрузки между трансформаторными подстанциями, линиями электропередач;

– отсутствие маневренности перевода нагрузки при повреждении трансформаторов и ЛЭП, перегрузка оставшегося в работе оборудования.

Все это обуславливает технологические ограничения выдачи мощности, низкую пропускную способность, частые повреждения, короткие замыкания, перерывы в электроснабжении.

В связи с этим можно сделать вывод, что реконструкция и техническое перевооружение электросетевых объектов, решающие вышеуказанные проблемы, является актуальной и значимой задачей.

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» [62] в целях осуществления развития единой национальной электрической сети каждым субъектом РФ разрабатываются схемы и программы развития электрических сетей на долгосрочный период. На основании нормативных актов различного уровня, а также внутренних документов сетевых компаний формируется инвестиционная программа, являющаяся одним из основополагающих документов для развития и функционирования электрических сетей каждого субъекта РФ. Формирование

инвестиционной программы (ИПР), рассчитанной на 5 лет, учитывает следующие факторы:

- фактическая загрузка оборудования (2 раза в год оперативно-диспетчерским управлением проводятся замеры на всех объектах и оценивается соответствие установленной мощности существующей нагрузке);
- техническое состояние оборудования (на основе правил технической эксплуатации проводится оценка технического состояния; на основе технического освидетельствования составляется акт и делается заключение о возможном продлении срока службы оборудования).

При этом в некоторых случаях объем инвестиционной программы может изменяться, например, по результатам предписаний Ростехнадзора, поэтому происходит ежегодная корректировка ИПР.

Внутренними нормативными документами, на основании которых в инвестиционную программу включаются мероприятия по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей ПАО «МРСК Волги», являются Сценарные условия формирования инвестиционных программ, Положение о порядке внесения активов к основным средствам ПАО «МРСК Волги».

Согласно постановлению правительства РФ № 1157 от 12 ноября 2016 г. все разрабатываемые инвестиционные программы предусматривающие реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение и (или) демонтаж объектов электроэнергетики, утверждаются при условии не превышения объема финансовых потребностей, необходимых для реализации инвестиционных проектов, над объемом финансовых потребностей, определенным в соответствии с укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики, утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации.

Окончательное принятие решения по ТПиР электрических сетей в настоящее время производится несколькими экспертами из разных отделов на основе их субъективного опыта. В связи с этим сложность принятия решения заключается в необходимости согласования мнений экспертов, что может вызвать затруднения и

увеличение времени принятия решения уже при расчете только одной альтернативы для каждого объекта электрических сетей, нуждающемся в ТПиР. Необходимость составления и согласования общего списка проранжированных альтернатив ТПиР района ЭС (по степени приоритетности объектов ЭС) с возможностью точечной замены оборудования в условиях финансовых ограничений, в свою очередь, повысит не только сложность, но и время принятия решения в несколько раз.

В связи с этим разработка интеллектуальной системы поддержки принятия решения по ТПиР объектов и районов электрических сетей, в том числе для сетей Оренбургской области, является актуальной и значимой.

ВЫВОДЫ

1 В результате анализа современных научных исследований, посвященных ТПиР электрических сетей, был сделан вывод о том, что существует большое число факторов (большой объем вычислительных действий, обработка информации, носящей неопределенный и зашумленный характер), осложняющих принятие оптимального решения по реконструкции или техническому перевооружению не только отдельных объектов электрических сетей, но и всего района ЭС в целом. В связи с этим в данной работе предложено использовать автоматизированные системы поддержки принятия решения.

2 Предложена и обоснована двухуровневая структура процесса принятия решения по ТПиР района электрических сетей, содержащая тактический уровень принятия решения по выбору предпочтительных альтернатив для объектов электрических сетей; стратегический уровень принятия решения по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив для объектов ЭС. Выявлены основные этапы процесса принятия решения: формирование альтернатив; оценка альтернатив; выбор приоритетной альтернативы. Для реализации в СППР предложено адаптировать классическую архитектуру, основной составляющей которой является модуль принятия решения.

3 На основе обоснованных требований, предъявляемых к методу решения, и сравнительного анализа методов искусственного интеллекта предложено использовать технологию искусственных нейронных сетей, существенными достоинствами которых являются: способность к решению задач классификации и обучению без участия экспертов; обработка больших объемов входной информации, в том числе зашумленной; работа в режиме реального времени и высокая адаптивность. Кроме того, выбор ИНС обусловлен возможностью использования для обучения больших объемов данных, полученных из автоматизированных систем электронного документооборота, планирования ресурсов и управления активами.

4 Для задач принятия решения предложено использовать архитектуру ИНС в виде многослойного перцептрона, обученного алгоритмом обратного распространения ошибки. Достоинствами этой архитектуры являются высокая эффективность, простота реализации, возможность использования различных конфигураций числа и размерности слоев, алгоритмов тренировки. Для решения задач кластеризации предложено использовать сети Кохонена и самоорганизующиеся карты, достоинством которых является быстрое обучение, устойчивость к зашумленным или неполным данным, выявление скрытых закономерностей, способность к обобщению и возможность визуального анализа многомерных данных.

5 На территории Оренбургской области расположено 384 подстанции напряжением 35-110 кВ, а также более 11000 километров линий электропередач. Для электрических сетей в России, в том числе и для Оренбургской области, характерным является профицитный баланс мощности, последовательное снижение максимума и общего объема выработки и потребления, а также моральный и физический износ более половины оборудования. В настоящее время принятие решения по ТПиР объектов электрических сетей и всего района в целом осуществляется экспертами на стратегическом уровне управления, который характеризуется большим объемом слабо структурированной информации. В связи с этим разработка интеллектуальной системы поддержки принятия решения по ТПиР объектов и районов электрических сетей, в том числе для сетей Оренбургской области, является актуальной и значимой.

2 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВ ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И МЕТОДА ИХ ОЦЕНКИ

2.1 Выбор мероприятий по ТПиР объектов электрических сетей

В качестве исходной информации об объекте ЭС, на основании которой выбираются мероприятия по ТПиР и формируются альтернативы объекта ЭС, служат:

- характеристики центров питания (название подстанции, напряжение);
- характеристики линий электропередач (длина линии; тип линии: воздушная или кабельная; тип изоляции; число цепей; сечение фазы; осложняющие условия прохождения трассы; а также фактические параметры состояния функциональных узлов);
- характеристики потребителя (значение нагрузки; отрасль промышленности, к которой относится основной потребитель; его напряжение и категоричность; число часов использования максимума нагрузки);
- характеристики подстанции (номер типовой схемы; тип выключателей; мощность трансформатора; а также фактические параметры состояния его функциональных узлов).

Под *альтернативами* понимаются вариативные совокупности параметров элементов линий электропередач (длина линии, тип линии, количество линий и цепей, тип опоры, сечение провода) и оборудования электрических подстанций (номер схемы подстанции, тип выключателей, мощность трансформатора) в соответствии с выбранными мероприятиями по техническому перевооружению или реконструкции и видом номенклатурных работ.

Для выбора мероприятий по ТПиР объекта ЭС в соответствии с факторами формирования инвестиционной программы, представленными в п. 1.5, необходимо определить: резерв мощности, коэффициент роста нагрузки; техническое состояние оборудования.

Оценка резерва мощности. В зависимости от уровня перспективной нагрузки и мощности оборудования объект электрических сетей характеризуется максимальной загрузкой S_{\max} и коэффициентом роста нагрузки $k_{рн}$.

$$S_{\max} = \frac{S_{уст}}{S_{персп}} \cdot 100\% , \quad (2.1)$$

где $S_{уст}$ – установленная мощность объекта ЭС, МВА;

$S_{персп}$ – перспективный уровень расчетной нагрузки объекта ЭС, МВА.

$$k_{рн} = \frac{S_{персп}}{S_{макс}} \cdot 100\% , \quad (2.2)$$

где $S_{макс}$ – максимальная нагрузка в текущем периоде, МВА.

При сохранении или уменьшении уровня нагрузки ($k_{рн} \leq 1$) максимальная нагрузка объекта ЭС составит:

$$S_{\max} < 100\% . \quad (2.3)$$

При росте уровня нагрузки ($k_{рн} > 1$) максимальная нагрузка объекта ЭС определяется в зависимости от пропускной способности оборудования, и может быть как меньше, так и больше 100%.

Прогнозирование электрической нагрузки при ТПиР носит долгосрочный характер. Определение уровня нагрузки в долгосрочной перспективе является достаточно сложной задачей, так как будущие значения потребляемой мощности не всегда зависят от прошлых. Так, например, подключение новых потребителей в будущем никак нельзя предсказать по текущему потреблению, так как это событие зависит от внешних факторов, не отслеживаемых в модели прогнозирования. Для учета неопределенности исходной информации и неоднозначности перспективы экономического развития могут быть представлены несколько прогнозов потребления по максимальному и расчетному варианту.

Существует несколько методов определения перспективного изменения нагрузок для объектов ЭС, среди которых выделяют [63]:

1. Метод, основанный на суммировании общей и дополнительной, вновь вводимой или изменившейся нагрузок.

Общая нагрузка может быть определена по максимальной фактической нагрузке, например, исходя из графиков нагрузки или по фактической нагрузке и коэффициенту роста нагрузок [64].

Добавочная мощность может быть определена по расчетным нагрузкам из данных проектов, заявленной мощности от потребителей; прогнозным нагрузкам крупных промышленных потребителей; новых потребителей и проектов развития инженерных коммуникаций, промышленности, жилищного хозяйства [65].

2 Эконометрический метод, основанный на анализе связей временных показателей потребления электроэнергии с экономическими показателями развития [66], [67].

3 Метод укрупненных удельных показателей потребления электроэнергии представляющий собой расчет показателей электроемкости. Прогнозное значение определяется исходя из прогнозных экономических показателей, но с учетом внесения корректив на основе экспертной оценки [67].

Определение перспективных электрических нагрузок происходит при помощи расчетных программ, использующих методы математического моделирования и прогнозирования временных рядов, статистический и регрессионный анализ и другие [41]. В данном исследовании не ставится задача по прогнозированию перспективной нагрузки, так как эта тема является достаточно проработанной и предложения по ее решению содержатся в указанных выше работах. Поэтому, уровень перспективной нагрузки определяется на основе описанных выше методов и рассматривается в работе в качестве исходной информации.

Оценка технического состояния основного технологического оборудования. Количественная оценка технического состояния оборудования осуществляется путем расчета интегрального показателя. Для этого могут использоваться технический ресурс, индекс технического состояния, коэффициент дефектности или балльная оценка [68].

В настоящее время оценка технического состояния регламентируется:

– приказом Минэнерго России от 26.07.2017 N 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» [69];

– постановлением Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 N 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей» [70];

– внутренним стандартом управления производственными активами электросетевых компаний.

В работе за основу принят подход, изложенный в приказе Минэнерго России № 676 и постановлении Правительства РФ № 1401. Необходимость и актуальность такого подхода обосновывается в работах [71], [72], [73]. Преимуществами данного подхода являются: возможность оценки технического состояния по единому алгоритму; закреплённые значения весовых коэффициентов для различных узлов электрооборудования и набор определяемых параметров. Все это позволяет унифицировать расчет и не привлекать экспертов для оценки.

В соответствии с указанными нормативными документами по определению технического состояния оборудования автором разработан алгоритм по расчету индекса технического состояния (ИТС), реализованный на основе формализованной модели оценки технического состояния. ИТС представляет собой интегральный показатель, характеризующий состояние объекта с учетом важности отдельных параметров и узлов. Индекс технического состояния принимает значения в диапазоне от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение).

Ниже представлены основные этапы расчета ИТС:

1. Ввод фактических и нормативных параметров состояния функциональных узлов, полученных из паспортных данных оборудования, данных технической диагностики, мониторинга и испытаний;

2. Оценка по балльной шкале параметров функциональных узлов;

$$0 \leq БП_k \leq 4, БП_k \in \mathbb{N}, \quad (2.4)$$

где $БП$ – балл параметра;

k – число параметров.

3. Приравнивание общего балла группы параметров узла $ОГП_i$ к минимальному баллу одного из параметров:

$$ОГП_i = \min(БП_k), \quad (2.5)$$

где i – число групп параметров.

4. Расчет ИТС узла:

$$ИТС_y = \begin{cases} 26 & \left| \text{ОГП}_i = 0, 100 \sum \frac{KB_i \cdot \text{ОГП}_i}{4} > 26 \right. \\ 100 \sum \frac{KB_i \cdot \text{ОГП}_i}{4} & \end{cases}, \quad (2.6)$$

где KB_i – весовой коэффициент параметра;

5. Расчет ИТС оборудования:

$$ИТС_{об} = \begin{cases} 50 & \left| \text{ИТС}_{y_i} < 25, \sum KB_{y_i} \cdot \text{ИТС}_{y_i} > 50 \right. \\ \sum KB_{y_i} \cdot \text{ИТС}_{y_i} & \end{cases}, \quad (2.7)$$

где KB_{y_i} – весовой коэффициент узла.

Если $50 < ИТС_{об} \leq 70$, то состояние оценивается как удовлетворительное, существует средний уровень риска выхода из строя и оборудование должно быть поставлено на усиленный контроль, включено в график капитального ремонта, а также может быть включено в программу реконструкции.

Если $25 < ИТС_{об} \leq 50$, то состояние оценивается как неудовлетворительное с высокой степенью риска выхода из строя. Необходимо проведение дополнительного технического обслуживания и ремонта, усиленный контроль технического состояния и включение в программу технического перевооружения.

Если $0 < ИТС_{об} \leq 25$, то состояние оценивается как критическое с очень высокой степенью риска выхода из строя. Необходим вывод из эксплуатации и замена.

При $ИТС_{об} > 70$ мероприятия по ТПиР производить не требуется, оборудование находится в удовлетворительном и хорошем состоянии.

Таким образом, оценка технического состояния оборудования путем расчета ИТС позволяет формализовать разнородные данные об оборудовании, определить не только перечень, но и приоритетность замены конкретных элементов. Это

позволяет реализовать первый этап процесса принятия решения по ТПиР объектов электрических сетей, описанного в параграфе 1.2.

Выбор мероприятий по ТПиР объекта электрических сетей. Выбор мероприятий по ТПиР осуществляется на основании уровня перспективной нагрузки, резерва мощности и оценки технического состояния оборудования.

Как отмечено в параграфе 1.1, мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению вызваны физическим и моральным износом. Физический износ оборудования влечет за собой увеличение частоты технического обслуживания и ремонтов из-за ухудшения своих технических параметров. Моральный износ связан с тем, что ухудшение технических характеристик оборудования по сравнению с характеристиками современного делает его дальнейшее использование с точки зрения экономики неэффективным. Таким образом, затраты для наиболее изношенного оборудования на ремонт могут быть соизмеримы или превосходить затраты на установку нового электрооборудования. Согласно работе [73], установка нового оборудования, взамен оборудованию, отработавшему свой ресурс, является наилучшим способом обеспечения надежности электрооборудования после его длительной эксплуатации.

Существует ряд исследований, посвященных определению предельного срока продления эксплуатации электрооборудования различных классов напряжения. Исходя из расчетов, приведенных в [73], в предлагаемом автором алгоритме по определению мероприятий по ТПиР объекта электрических сетей замена оборудования должна применяться для объектов с такими сроками сверхнормативной эксплуатации, для которых технически неэффективно проводить техническое обслуживание и ремонт.

В рамках технического перевооружения согласно [7], могут производиться следующие виды номенклатурных работ для объекта ЭС 35-110 кВ:

- подвеска дополнительных проводов в фазе на действующих линиях электропередачи, не предусмотренных первоначальным проектом;
- замена воздушной линии кабельной;
- замена проводов на участках ЛЭП проводами большего сечения или

большей механической прочности

– сплошная замена (более 30 %) физически или морально устаревших типов оборудования, устройств объектов электрических сетей новыми, соответствующими современному уровню;

– перевод подстанции, распределительного, переключательного пункта на более высокий класс напряжения;

– замена основного оборудования в связи с увеличением передаваемой мощности, токов короткого замыкания.

Номенклатурные работы, проводимые при реконструкции для объекта ЭС 35-110 кВ:

– строительство ЛЭП взамен ликвидируемой;

– сплошная замена или замена дефектных опор на участках воздушной линии опор новыми (из того же или другого материала, а также опорами другого типа);

– строительство объектов электрических сетей на старой площадке взамен ликвидируемых;

– проведение экологических и охранных мероприятий в соответствии с нормативными требованиями.

Так как техническое перевооружение и реконструкция предполагает определенные номенклатурные работы, то их выбор позволяет уменьшить число возможных вариантов, среди которых происходит поиск решения для объекта ЭС.

На основании вышеизложенного на рисунке 2.1 представлена схема выбора мероприятия по ТПиР объекта электрических сетей и вида номенклатурных работ.

2.2 Математическая модель формирования альтернатив объекта электрических сетей

Вторым этапом принятия решения при ТПиР электросетевого объекта (согласно параграфу 1.2) является генерация возможных решений: формирование альтернатив в зависимости от мероприятий и вида номенклатурных работ по ТПиР объекта электрических сетей.



Рисунок 2.1 – Выбор мероприятий по ТПиР объекта электрических сетей и вида номенклатурных работ

Опираясь на работы [16], [74], [75] в исследовании автором для описания альтернатив объекта ЭС предложено учитывать следующие их параметры: длина линии, тип проводника, количество линий и цепей, сечение провода, тип опор, номер схемы подстанции, типы выключателей ВН и НН, мощность трансформатора [76]. При формировании альтернатив параметры выбираются из возможного множества значений из базы данных:

- «Длина линии от подстанции до центра питания» $D \{d_1, d_2, \dots, d_z\}$;
- «Тип проводника» $W \{w_1, w_2, \dots, w_n\}$,
- «Количество линий» $L \{l_1, l_2, \dots, l_m\}$;
- «Количество цепей» $C \{c_1, c_2, \dots, c_k\}$;
- «Сечение провода» $F \{f_1, f_2, \dots, f_g\}$;
- «Тип опоры» $P \{p_1, p_2, \dots, p_j\}$;
- «Номер схемы подстанции» $S \{s_1, s_2, \dots, s_i\}$;
- «Тип выключателя высокого напряжения» $V \{b_{ВН_1}, b_{ВН_2}, \dots, b_{ВН_n}\}$;
- «Мощность трансформатора» $T \{t_1, t_2, \dots, t_v\}$;
- «Тип выключателя низкого напряжения» $V \{b_{НН_1}, b_{НН_2}, \dots, b_{НН_n}\}$.

Для формирования альтернатив предложено использовать циклический перебор, в ходе которого согласуются элементы множеств и осуществляется проверка соответствия действующего оборудования уровню перспективной нагрузки. Определяя декартово произведение согласованных множеств номенклатурных данных, формируется множество альтернатив:

$$A \{A_1, A_2, \dots, A_q\} = D \times W \times L \times C \times F \times P \times S \times B_{BH} \times T \times B_{HH} = \\ = \{d_z, w_n, l_m, c_k, f_g, p_j, s_i, b_{BH_h}, t_v, b_{HH_h}\} | d_z \in D \wedge w_n \in W \wedge l_m \in L \wedge c_k \in C \wedge \\ \wedge f_g \in F \wedge p_j \in P \wedge s_i \in S \wedge b_{BH_h} \in B_{BH} \wedge t_v \in T \wedge b_{HH_h} \in B_{HH}. \quad (2.8)$$

Каждая из альтернатив представляет собой кортеж длиной 10:

$$A_q \{d_z, w_n, l_m, c_k, f_g, p_j, s_i, b_{BH_h}, t_v, b_{HH_h}\}. \quad (2.9)$$

При циклическом формировании альтернатив рассчитываются рабочий ток, сечение проводников питающей линии, определяется мощность оборудования. При коэффициенте роста нагрузки, существенно отличающегося от 1, производится проверка параметров действующего оборудования на соответствие изменившимся условиям. Таким образом, множество возможных альтернатив объекта ЭС включает в себя как параметры действующего оборудования, так и параметры возможных решений для заменяемых элементов ЛЭП и оборудования ПС.

Для расчета параметров альтернатив используются следующие общие для всех альтернатив объекта ЭС данные, полученные из исходных данных об объекте электрических сетей:

- максимальный уровень перспективной расчетной нагрузки ($P_{\text{макс}}$);
- список заменяемого оборудования;
- длина линии до центров питания;
- вид основного потребителя (по отраслям экономики), категория населенного пункта;
- число потребителей, их уровень напряжения.

Для того, чтобы альтернатива была физически реализуема, параметры элементов кортежа должны быть согласованы. Так как некоторые из элементов являются зависимыми (например, число линий, цепей и число трансформаторов, номер схемы подстанции), то для учета требования непротиворечивости и опираясь

на рекомендации по технологическому проектированию подстанций и линий электропередач [77], [78], [79], были разработаны условия, изложенные ниже, согласно которым рассчитывались и согласовывались параметры элементов и осуществлялось цикличное наполнение кортежа $A_q \{d_z, w_n, l_m, c_k, f_g, p_j, s_i, b_{BH_n}, t_v, b_{HH_n}\}$.

1-е условие: число линий, цепей ЛЭП, тип схемы подстанции должны удовлетворять требованиям по надежности электроснабжения потребителей объекта ЭС.

Значения, которые принимают элементы l_m, c_k, s_i , должны соответствовать категории надежности электроснабжения потребителей объекта ЭС.

Для случая, когда рассматривается замена всей ЛЭП, исходя из числа возможных центров питания, конфигураций сети и способов подключения (что заранее должно определяться ЛПР), с помощью перебора формировались альтернативы по количеству линий и цепей:

а) при питании от одного ЦП по одной линии в зависимости от категории надежности потребителей определялось число цепей (одноцепная ($n_{ц} = 1$) для 3-ей категории и двухцепная ($n_{ц} = 2$) для 1 и 2 категории надежности);

б) при питании от нескольких ЦП (по условиям обеспечения требуемого уровня надежности) рассматривались следующие альтернативы:

– питание от двух ЦП по одноцепным линиям ($n_{л} = 2, n_{ц} = 1$). При рассмотрении возможности питания от 3 и более источников, перебираются их попарные сочетания;

– питание от одного ЦП по двухцепной линии ($n_{л} = 1, n_{ц} = 2$). При рассмотрении возможности питания от разных ЦП число рассматриваемых альтернатив увеличивается за счет вариантов питания по двухцепной линии от каждого ЦП по отдельности.

Далее число альтернатив расширялось за счет рассмотрения для каждого сочетания линий и цепей возможности использования железобетонных или металлических опор.

Если среди потребителей объекта ЭС есть потребители 1 категории надежности, то рассматривались двухтрансформаторные схемы подстанций:

4Н,5Н,5АН. При питании потребителей 3-ей категории рассматривались для однотрансформаторной подстанции типовые схемы 1 и 3Н [80].

Так как элементы множеств «количество линий» L , «число цепей» C и номера типовой схемы подстанции S взаимосвязаны, то число трансформаторов $n_{тр}$ будет определяться как:

$$n_{тр} = n_{ц} \cdot n_{л}. \quad (2.10)$$

2 условие: сечение провода, мощность трансформатора должны удовлетворять требованию по пропускной способности для перспективной нагрузки объекта ЭС.

Значения, которые принимают элементы f_g , t_v , должны соответствовать перспективной нагрузке.

Определялось сечение проводников. Согласно ПУЭ [81] все токоведущие части должны удовлетворять условиям проверки по длительно допустимому току и по экономической плотности тока. Для этого находился ток, протекающий через токоведущую часть в нормальном и аварийных режимах работы. Ток в нормальном режиме $I_{раб}$ определялся исходя из схемы, конфигурации сети, числа линий, цепей и уровня расчетной перспективной нагрузки $S_{персп}$.

$$I_{раб} = \frac{S_{персп}}{\sqrt{3}U_{вн} \cdot n_{ц} \cdot n_{л}}, A \quad (2.11)$$

Аварийным режимом работы считалось повреждение одной из линий (цепей); для одиночного проводника аварийным током считается ток длительно допустимой перегрузки:

$$I_{ав} = I_{раб} \cdot \frac{n_{ц} \cdot n_{л} - 1}{n_{ц} \cdot n_{л}}, A \quad (2.12)$$

После того, как были найдены номинальный и аварийный токи, выбиралось сечение проводника. Как правило, ориентировочное сечение проводника находят исходя из условия проверки по экономической плотности тока, но с учетом минимально допустимого сечения проводов воздушной линии по условиям механической прочности по гололеду.

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{э}}(w_n, T_m)}, \quad (2.13)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока А/мм²;

w_n – тип проводника, определяемый видом изоляции и материалом провода;

T_m – число часов использования максимума нагрузки, ч.

При формировании альтернатив объекта ЭС для получения данных о часах использования максимума нагрузки T_m использовались графики нагрузки, полученные во время летних и зимних замеров. При отсутствии таких графиков использовать статистические данные [82]: в зависимости от категории города и наличия крупных электроприемников определялось годовое число использования максимума электрической нагрузки и предельная экономическая плотность тока.

$$F_{cm}(F_{\text{э}}) | F_{cm} \in F(f_1, f_2 \dots f_g). \quad (2.14)$$

Выбранное сечение F_{cm} проверялось по нагреву в аварийном режиме, длительно допустимый ток токоведущей части рассчитывался с учетом факторов окружающей среды.

$$I_{\text{дл.доп}}(F_{cm}) \geq I_{\text{ав}}. \quad (2.15)$$

Выбор и проверка сечения линии являются традиционными расчетами, изложенными в различных справочниках по проектированию [75] и нормативных документах [81].

Далее определялась номинальная мощность трансформаторов по коэффициенту загрузки:

$$S_{m.\text{расч}} = \frac{S_{\text{персн}}}{n_{\text{тр}} \cdot k_3}, \quad (2.16)$$

где k_3 – коэффициент загрузки трансформатора, значение которого зависит от числа трансформаторов и категоричности потребителей;

$n_{\text{тр}}$ – число трансформаторов, выбиралось в соответствии с числом питающих линий по выражению 2.10.

Выбор трансформаторов также осуществляется с учетом проверки на перегрузочную способность согласно [83]:

$$S_m \approx \frac{S_{персп}(1 - \varepsilon_{откл})}{(n_{тр} - 1) \cdot 1,4}, \quad (2.17)$$

где $\varepsilon_{откл}$ – доля потребителей, отключение которых допускается в аварийных режимах; 1,4 – средний коэффициент допустимости перегрузки, используемый для подбора вариантов.

Если при варьировании коэффициентов загрузки и доли потребителей, отключение которых допускается в аварийных режимах, были получены различные номинальные мощности трансформаторов, то формировалось несколько альтернатив по номинальной мощности трансформаторов.

3 условие: на одном уровне напряжения используется один тип выключателей.

Формирование альтернатив по типам выключателей производилось с учетом допущения, что используется один тип для всех выключателей, установленных на одном уровне напряжения. Под типом выключателя понимается способ гашения дуги: элегазовые, вакуумные, масляные, воздушные.

В работе описан подход, применяемый для определения всех расчетных параметров элементов альтернативы. В случае, когда существующее оборудование объекта ЭС не заменяется, производится проверка выполнения описанных условий для его параметров.

Разработанная на основе вышеизложенного структурная модель формирования альтернатив объекта электрических сетей представлена на рисунке 2.2.

2.3 Математические модели частных критериев оценки альтернатив объекта электрических сетей

Принятие решения по ТПиР электросетевых объектов должно осуществляться на основе технико-экономического обоснования с учетом требований норм технологического проектирования и охраны окружающей среды, особых географических и социальных условий.

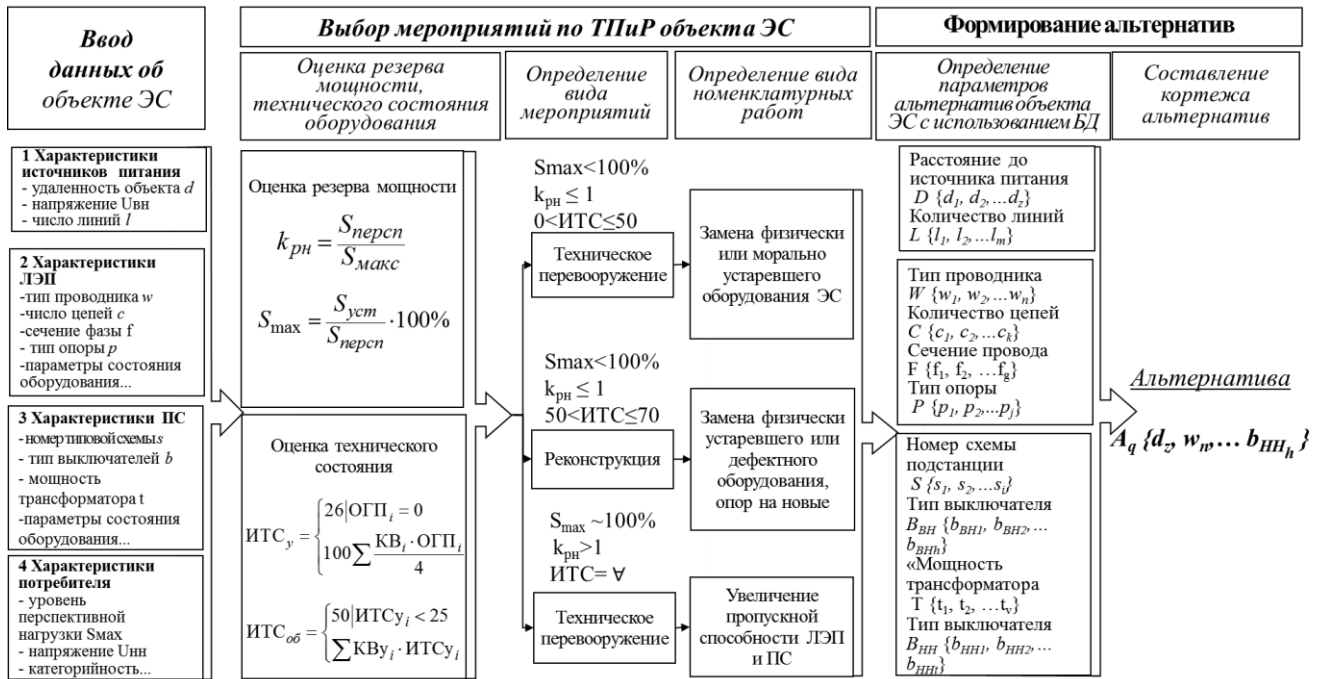


Рисунок 2.2 – Структурная модель формирования альтернатив ТПиР объекта ЭС

В работе [35] отмечено, что «на первых этапах применения формализованных алгоритмов оптимизации электрической сети предполагалось, что процедура оптимизации будет выполняться на множестве всех возможных вариантов реконструкции сети. Однако очень скоро стало ясно, что такой подход не может обеспечить определение глобального экстремума даже в задачах сравнительно скромной размерности. Опыт показал, что прежде чем решать упомянутую задачу какими-либо формальными методами, необходим тщательный анализ конкурентоспособных вариантов развития электрической сети».

В связи с этим возникает необходимость многокритериальной оценки альтернатив. Классический подход заключается в преобразовании многокритериальной задачи к однокритериальной за счет свертки критериев, в результате чего ЛПР будет предоставлено одно оптимальное решение [84]. Однако, согласно современным принципам оптимизации, отмеченным в работе [25], многокритериальная система поддержки принятия решения должна сформировать множество предпочтительных альтернатив, с последующим их ранжированием.

Анализ литературы по оценке решений по ТПиР систем электроснабжения и электрических сетей позволяет выделить группы критериев, представленные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Анализ критериев оценки, учитываемых при выборе варианта ТПиР

Авторы	А.С. Бердин, С.Е. Кокин, Л.А. Семенова [17]	А. Л. Мызин, П. Е. Мезенцев, С.С. Ананичева [10]	Д.А. Арзамасцев, А.Л. Мызин, А.В. Липес [35]	Т.Б. Лещинская [2], Г. В. Шведов [87], С. А. Акчурина [88], А. А. Метельков [89]
Используемые критерии	1 Экономический критерий			
	Дисконтированные и приведенные затраты			
	2 Социально-экологический критерий			
	Протяженность трасс кабельных линий	Затраты на уменьшение экологического воздействия, ущерб окружающей среде, компенсационные затраты населению	Затраты на борьбу с негативными последствиями от вредных выбросов и загрязнения	Протяженность трасс кабельных линий
	3 Критерий эффективности использования ресурсов			
	Потери холостого хода и короткого замыкания в трансформаторах, нагрузочные потери в ЛЭП			
	4 Критерий надежности			
	Ожидаемый недоотпуск электроэнергии, определяемый на основе графа дерева событий	Среднегодовой ущерб из-за нарушения электроснабжения	Ущерб от недоотпуска потребителям электроэнергии, ущерб энергосистеме	Дисконтированная величина недоотпущенной потребителям электроэнергии; ущерб от недоотпуска электроэнергии
	5 Другие критерии			
	Критерий построения оптимальной структуры	Качество энергии, обеспеченность народнохозяйственными ресурсами, реализуемость решений	Качество энергии	Дисконтированная неодинаковость напряжения

Отмечая бесспорную ценность существующих исследований необходимо заметить, что авторами не в полной мере реализованы:

– учет требования не превышения объема инвестиционной программы над объемом финансовых потребностей, определенным в соответствии с укрупненными нормативами цены типовых технологических решений (регламентируется постановлением Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 [5]);

– учет одновременности капиталовложений во время реализации ТПиР; индекса цен; строительно-монтажных, проектно-изыскательских и прочих работ в

составе капитальных затрат (регламентируется отраслевыми стандартами, приказом Минэнерго РФ от 08.02.2016 № 75 [85]);

– учет условно-постоянных потерь в элементах подстанций и линий электропередач (регламентируется отраслевыми стандартами, приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 [86]);

– учет типа промышленности потребителя при недоотпуске электроэнергии, различий в показателях надежности для разных схем подстанций;

– учет площади, занимаемой ПС, что особенно важно при реконструкции объекта в стесненных городских условиях.

Для получения показателей, характеризующих эффективность альтернативы, на основании исследований [2], [35], [84], [90] автором скорректированы математические модели частных критериев, обеспечивающие реализацию неучтенных ранее изложенных показателей [91]:

– критерий суммарных дисконтированных затрат (экономический критерий);

– критерий годовой потери электроэнергии (технический критерий);

– критерий ущерба от перерыва в электроснабжении (технико-экономический критерий);

– критерий площади изымаемых земель (социально-экологический критерий);

– критерий унификации номенклатуры оборудования (технико-эксплуатационный).

2.3.1 Критерий суммарных дисконтированных затрат

Рассмотрим особенности формирования экономического критерия при принятии решения по реконструкции или техническому перевооружению объекта ЭС.

До сих пор одним из основных факторов при сопоставлении альтернатив является объем инвестиций. Для оценки инвестиционных проектов, как правило, используется два метода: метод приведенных затрат и метод оценки вложений с учетом фактора времени (дисконтированных затрат) [75].

Метод приведенных затрат учитывает ежегодные издержки, а также капитальные затраты, распределенные на определенное число лет реализации проекта. Это выражается в формуле минимизации годовых приведенных затрат:

$$Z_{np} = \sum_{t=0}^3 K \cdot E_n + C_o \rightarrow \min, \quad (2.18)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, установленный инвестором. Принимается с учетом реального банковского процента рефинансирования, учитывающего инфляцию, риски и банковский процент на капитал. В энергетике как правило равен 0,12-0,15;

K – единовременные капитальные вложения в проект, тыс.руб;

C_o – эксплуатационные затраты, учитывающие амортизационные отчисления, затраты на оплату труда, ремонт оборудования и строительной части, на страхование имущества и персонала, страховые взносы во внебюджетные фонды, затраты на оплату процентов по краткосрочным кредитам, стоимость потерь электроэнергии, общехозяйственные и прочие расходы, тыс.руб;

t – номер текущего года производства работ по ТПиР и эксплуатации объекта.

Смысл расчета приведенных затрат заключается в том, чтобы определить оптимальное соотношение между капитальными затратами и текущими расходами: проект с наименьшими текущими затратами требует больших капитальных вложений, и наоборот.

Этот метод имеет следующие недостатки: показатель приведенных затрат не учитывает инфляцию, степень риска возможной безвозвратной потери капитала и ускорение оборачиваемости денежных средств.

Поэтому метод приведенных затрат на сегодняшний момент является устаревшим, и для выбора оптимального варианта используются суммарные дисконтированные затраты [92], представляющие собой сумму капиталовложений и издержек за срок службы объекта:

$$Z = \sum_{t=0}^{T_{расч}} (K_t + C_{от}) \cdot (1 + E_n)^{-t} \rightarrow \min, \quad (2.19)$$

где Z – сумма дисконтированных затрат, тыс.руб;

K_t – капитальные затраты в год t , тыс.руб;

$C_{эt}$ – эксплуатационные издержки в год t , тыс.руб;

$T_{расч}$ – срок службы объекта, год.

Фактор времени учитывается дисконтирующим множителем, который приводит более поздние инвестиции к начальному моменту их вложения.

Расчет капитальных затрат K для электросетевых объектов имеет определенные особенности. В результате анализа различных источников [93], [94] автором предлагается использовать следующее выражение, учитывающее как капиталовложения при сооружении линий K_L и подстанций $K_{ПС}$, так и затраты на демонтаж $K_{дем}$ и остаточную стоимость демонтируемого оборудования $K_{ост}$ при реконструкции:

$$K = K_L + K_{ПС} + K_{дем} - K_{ост}. \quad (2.20)$$

Расчет капитальных вложений производится по сметным величинам [85], [93] с учетом данных как для открытых, так и закрытых ПС, а также расширенной номенклатуры оборудования.

Рассмотрим формирование капитальных затрат на сооружение ЛЭП K_L .

Укрупненные стоимостные показатели (УСП) составлены с учетом использования сталеалюминиевых проводов марки АС на стальных решетчатых и многогранных или железобетонных опорах.

Для получения полной стоимости ВЛ учитывают затраты, сопутствующие проводимым работам, которые составляют от 21,4 % до 23,98%. В состав этих затрат входит сооружение временных зданий и сооружений, прочие работы и затраты; содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль; проектно-изыскательские работы (ПИР), затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор, непредвиденные затраты.

Условия окружающей среды также влияют стоимость ВЛ: применяются корректирующие коэффициенты при прокладке в горах, условиях городской застройки, болотистых трассах. Также в случае прохождения трассы по лесу необходимо учесть затраты на вырубку и подготовку просеки, а также устройство лежневых дорог по болотистым участкам [93]. Также концевые устройства

предусматривают установку по одному комплекту выключателей с каждой стороны ВЛ.

Для перевода цен, представленных в отраслевых справочниках, к текущим используется $k_{ин}$ – индекс-дефлятор пересчета стоимости оборудования в текущий (прогнозный) уровень цен. Однако в стоимость основного оборудования в УСП включена стоимость строительных, монтажных, проектных и прочих работ, имеющих разные индексы пересчета. Поэтому, капитальные затраты разделены с учетом удельного веса следующих составляющих затрат: строительно-монтажные работы, ПИР, прочие и стоимость оборудования.

С учетом вышесказанного автором получена формула для расчета капитальных затрат для ВЛ:

$$\begin{aligned} K_{Л} = & (k_{окр.ср} + k_{доп.затр}) \cdot (L_{ВЛ} \cdot C_{ВЛ} + L_{Пр} \cdot C_{Пр} + L_{Лд} \cdot C_{Лд}) \times \\ & \times (k_{инСМР} \cdot k_{СМР} + k_{инПИР} \cdot k_{ПИР} + k_{инпроч} \cdot k_{проч}) + \\ & + N_B \cdot C_B \cdot k_{доп.затр} \cdot (k_{иноб} \cdot k_{об} + k_{инСМР} \cdot k_{СМР}) \end{aligned} \quad (2.21)$$

где $k_{доп.затр}$ – дополнительные затраты, описанные выше, принимают значения в пределах 21,4 % – 23,98% от общих затрат [85], [93];

$k_{окр.ср}$ – коэффициент для учета усложняющих условий при проведении работ [93];

$L_{ВЛ}$ – длина воздушной линии электропередач, км;

$C_{ВЛ}$ – базисный показатель стоимости ВЛ, тыс.руб./км [85], [93];

$L_{Пр}$ – длина просеки, км;

$C_{Пр}$ – стоимости вырубki и подготовки просеки, тыс.руб./км [93];

$L_{Лд}$ – длина лежневой дороги по болотистым участкам трассы, км;

$C_{Лд}$ – стоимость устройства лежневых дорог, тыс.руб./км [93];

$k_{инСМР}$ – индекс пересчета стоимости строительно-монтажных работ [95];

$k_{СМР}$ – удельный вес затрат на строительно-монтажные работы в стоимости основных элементов ПС и ЛЭП [93];

$k_{инПИР}$ – индекс пересчета стоимости проектно-изыскательских работ [95];

$k_{ПИР}$ – удельный вес затрат на проектно-изыскательские работы в стоимости основных элементов ПС и ЛЭП [93];

$k_{инпроч}$ – индекс пересчета стоимости прочих работ [95];

$k_{проч}$ – удельный вес прочих затрат в стоимости основных элементов ПС и ЛЭП [93];

N_B – число ячеек комплектов выключателей с каждой стороны ВЛ, шт;

C_B – стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб / км [85], [93]. В стоимость входят выключатель, разъединитель, измерительные трансформаторы, панели управления и РЗА, кабельное хозяйство. Также в стоимости учтены монтажные и строительные работы ;

$k_{иноб}$ – индекс пересчета стоимости оборудования в текущий (прогнозный) уровень цен [95];

$k_{об}$ – удельный вес затрат на оборудование в стоимости основных элементов ПС и ЛЭП [93].

Основные капитальные затраты на прокладку кабельных линий состоят из проектирования и оформления КЛ, стоимости самого кабеля, подготовки трассы, строительно-монтажных работ. В отличие от воздушных линий при прокладке КЛ не требуется учет просеки и лежневых дорог, однако дополнительно учитывается стоимость сооружения коллектора и переключательного пункта при прокладке КЛ в центральных районах городов. В остальном формула расчета аналогична 2.21.

Расчет капитальных затрат по подстанциям может вестись по УСП для подстанций в целом или по отдельным элементам, но второй вариант расчета позволяет учесть разные варианты компоновок, материалов и состава оборудования. К основному оборудованию в этом случае относятся распределительные устройства и отдельные ячейки выключателей; трансформаторы; компенсирующие и регулирующие устройства; постоянную часть затрат и противоаварийную автоматику. В стоимость основного оборудования включена стоимость кабельного хозяйства в пределах ячейки и до панелей, панели управления и РЗА, материалов, строительных и монтажных работ.

Постоянная часть затрат содержит затраты на подготовку территории, общеподстанционного пункта управления, собственные нужды подстанции с системой оперативного тока, водоснабжение и водоотведение, подъездные дороги, освещение и ограждение. Затраты на организацию противоаварийной автоматики

учитываются при сооружении подстанций напряжением 220 кВ и выше, при напряжении 35-110 кВ они незначительны.

Также, как и в случае расчета капитальных затрат для сооружения ВЛ, необходимо учесть сопутствующие затраты. Для ПС они составляют от 20,1% до 22,68% от суммы стоимостных показателей основных элементов.

$$\begin{aligned} K_{ПС} = & k_{доп.затр} (k_{шт,об} (k_{об} \cdot N_B \cdot C_B + k_{об} \cdot N_{Тр} \cdot C_{Тр} + k_{об} \cdot N_P \cdot C_P + \\ & + k_{об} \cdot N_{КУ} \cdot C_{КУ} + k_{об} \cdot C_{пост} + k_{об} \cdot C_{авт}) + \\ & + k_{шт,СМР} (k_{СМР} \cdot N_B \cdot C_B + k_{СМР} \cdot N_{Тр} \cdot C_{Тр} + k_{СМР} \cdot N_P \cdot C_P + \\ & + k_{СМР} \cdot N_{КУ} \cdot C_{КУ} + k_{СМР} \cdot C_{пост} + k_{СМР} \cdot C_{авт})) \end{aligned}, \quad (2.22)$$

где $N_{Тр}$ – число ячеек трансформаторов, шт;

$N_{Ку}$ – число компенсирующих устройств (синхронных и асинхронизированных конденсаторов, статических тиристорных конденсаторов), шт;

N_P – число шунтирующих и токоограничивающих реакторов, шунтовых конденсаторных батарей, вакуумно-реакторных групп, шт;

$C_{Тр}$ – стоимость ячейки, тыс.руб./шт [85], [93].;

$C_{Ку}$ – стоимость компенсирующих устройств, тыс.руб./шт [85], [93];

C_P – стоимость регулирующих устройств, тыс.руб./шт [85], [93];

$C_{пост}$ – стоимость постоянной части затрат, тыс.руб. [85], [93],

$C_{авт}$ – стоимость противоаварийной автоматики, тыс.руб. [85], [93].;

$k_{доп.затр}$ – коэффициент, учитывающий дополнительные затраты [85], [93].

При техническом перевооружении и реконструкции также рассчитывается стоимость демонтажа, которая зависит от характеристик оборудования, стоимости монтажных работ, а также от последующего использования демонтируемого оборудования. При дальнейшем использовании и консервации стоимость демонтажа самая высокая, а при переработке на лом – самая низкая. Выражения, описывающие расчет стоимости демонтажа согласно [93], приведены в приложении А.

При выполнении технико-экономического сравнения эксплуатационные затраты определяются:

$$C_э = a_{обсл} \cdot K_{об}, \quad (2.23)$$

где $a_{обсл}$ – норма отчислений от капитальных вложений на текущий ремонт и обслуживание [94];

$K_{об}$ – суммарные капитальные затраты на линии и подстанции, тыс.руб.

Срок эксплуатации $t_{эксп}$ основного оборудования рекомендуется принимать 30 лет, при этом срок ТПиР $t_{ТПиР}$ объекта 35-110 кВ как правило составляет не более 3-5 лет [96]. С учетом этого, в рамках работы автором получено итоговое выражение для определения экономического критерия:

$$Z = \sum_{t=0}^{t_{ТПиР}} (K_{Лт} + K_{ПСт} + K_{демт} - K_{осмт}) \cdot (1 + E_n)^{-t} + \sum_{t=t_{ТПиР}}^{t_{эксп}} a_{обсл} \cdot (K_{Лт} + K_{ПСт}) \cdot (1 + E_n)^{-t} \quad (2.24)$$

Полученная формула позволяет оценить объем инвестиций, требуемый для реализации альтернативы, а также сравнить и выбрать из вариантов конструктивного исполнения оптимальный по экономическому критерию.

2.3.2 Критерий годовой потери электроэнергии

Согласно энергетической стратегии России на период до 2035 года одной из приоритетных задач является снижение потерь в оборудовании и сетях. В связи с этим необходимо учитывать величину технических годовых потерь электроэнергии при оценке альтернативных решений по техническому перевооружению и реконструкции объекта ЭС.

На основании подхода, изложенного в [97], рассматриваются технические потери в ЛЭП и ПС, включающие в себя нагрузочные потери и потери, не зависящие от нагрузки:

$$\Delta W = \Delta W_{ХХ} + \Delta W_{пост.ПС} + \Delta W_{пост.Л} + \Delta W_{нагр.Л} + \Delta W_{нагр.Т}, \text{ МВт.ч} \quad (2.25)$$

Составляющие формулы рассмотрены ниже.

На основании положений, представленных в [86], предлагается определять укрупненные постоянные потери на подстанциях, включающие в себя потери: в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС); в вентильных разрядниках (РВ) и ограничителях перенапряжений (ОПН); измерительных трансформаторах тока (ТТ) и

напряжения(ТН); устройствах присоединения высокочастотной связи (УПВЧ).
Формула для расчета постоянных потерь электроэнергии на подстанции имеет вид:

$$\Delta W_{\text{пост.ПС}} = \sum \Delta P_{\text{пост.ПС}} \cdot T_{\text{раб}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (2.26)$$

где $T_{\text{раб}}$ – число часов работы оборудования в год, 8760 ч;

$\Delta P_{\text{пост.ПС}}$ – суммарные укрупненные постоянные потери в элементах подстанции, МВт.

При этом необходимо учитывать не только класс напряжения ПС, но и принципиальную схему распределительного устройства, так как от этого зависит количество элементов [80].

Также предлагается определять укрупненные постоянные потери в ЛЭП, которые включаются в себя: потери на корону для ВЛ 110 кВ; потери от токов утечки по изоляторам; потери от плавки гололеда на проводах ВЛ [98]. Таким образом, значение постоянных потерь в воздушных линиях зависит от уровня напряжения, типа опор, числа цепей и сечения провода. Постоянные потери в линиях определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{пост.Л}} = \sum \Delta P_{\text{пост.Л}} \cdot L \cdot T_{\text{раб}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (2.27)$$

где L – длина ВЛ, км.

Также к постоянным потерям относятся потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе, определяющиеся на основе паспортных данных оборудования по формуле:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot n_{\text{тр}} \cdot T_{\text{раб}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (2.28)$$

где $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода в трансформаторе, МВт;

$n_{\text{тр}}$ – число трансформаторов, установленных на подстанции.

Нагрузочные потери электроэнергии в линиях определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{нагр.Л}} = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau \cdot 10^{-6}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (2.29)$$

где r_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км;

I – токовая нагрузка, А;

τ – время максимальных потерь, ч.

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{нагр.Т} = \frac{\Delta P_{кз}}{n_{тр}} \cdot \left(\frac{S_{персп}}{S_{нт}} \right)^2 \cdot \tau, \text{ МВт.ч} \quad (2.30)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания при номинальной нагрузке трансформатора, МВт;

$S_{нт}$ – номинальная мощность трехфазного трансформатора, МВА;

$S_{персп}$ – перспективный уровень нагрузки объекта ЭС, МВА.

Для расчета годовых потерь электроэнергии полученные выражения (2.26-2.30) подставляются в (2.25).

2.3.3 Критерий экономических потерь от нарушения в электроснабжении

Важнейшей задачей развития и функционирования объектов ЭС является обеспечение экономически обусловленного уровня надежности, который обосновывается сопоставлением затрат на его повышение с экономическими потерями (ущербом) от нарушения электроснабжения.

В качестве критериев оценки надежности схемы сетей, питающих потребителей I и II категорий принимаются такие технические показатели надежности как параметр потока отказов, среднее время восстановления работоспособности после аварии, вероятность безотказной работы в течении года [16]. Перерыв в электроснабжении может быть выражен в виде ожидаемого среднегодового ущерба от нарушения в электроснабжении.

Ущерб от нарушения электроснабжения состоит из двух составляющих: ущерба нанесенного потребителям и ущерба энергоснабжающей организации.

Ущерб энергоснабжающей организации $z_{рем}^{ав}$ включает в себя затраты на внеплановый ремонт или замену оборудования, недоиспользования основных производственных фондов и персонала, стоимость дополнительных потерь электроэнергии в электрических сетях в период восстановления и т.д. Ущерб потребителям $z_{ущ}^{ав}$ определяется повреждением технологического оборудования,

его порчей и поломкой, расстройством процесса, браком и порчей сырья и продукции, простоем и недовыработкой [99].

Рассмотрим математическую модель расчета экономических потерь от нарушения электроснабжения, учитывающую эти две составляющие.

$$Y = z_{рем}^{ав} + z_{ущ}^{ав}, \text{ тыс. руб/год} \quad (2.31)$$

$$z_{рем}^{ав} = \sum_{i=1}^k z_{рем.i}^{ав} \cdot p_i \cdot \omega_i, \text{ тыс. руб/год} \quad (2.32)$$

где $z_{рем.i}^{ав}$ – средняя стоимость восстановления поврежденного оборудования, тыс.руб.;

p – число единиц однотипного оборудования, шт;

ω – параметр потока отказов оборудования, отказ/год;

k – число типов оборудования, шт.

Основными факторами, обуславливающими величину экономического ущерба от нарушения электроснабжения, нанесенного потребителям, являются: вид потребителя (по отраслям экономики) и величина потребляемой им мощности; время простоя; напряжение и тип оборудования; протяженность питающей линии.

Определение численного значения ущерба потребителям при полном прекращении электроснабжения:

$$z_{ущ}^{ав} = P_{макс} \cdot (Y_0 + Y_{недопост}) \cdot K_B, \text{ тыс.руб/год} \quad (2.33)$$

где $P_{макс}$ – максимальная мощность потребителей, кВт;

Y_0 – удельный ущерб потребителям от нарушения электроснабжения, тыс.руб/кВт·ч;

$Y_{недопост}$ – неполученные доходы от передачи электрической энергии потребителям, которая осуществлялась бы при нормальных условиях функционирования объекта ЭС, тыс.руб/ кВт·ч;

K_B – коэффициент вынужденного простоя, характеризующий вероятность нахождения схемы в неработоспособном состоянии, ч/год.

Коэффициент вынужденного простоя является одним из показателей надежности схемы и характеризует вероятность нахождения в неработоспособном состоянии.

Для исследования надежности электрических схем могут применяться аналитические, графические методы, методы на основе алгебры логики и таблично-логические методы, основные положения которых изложены в работах [100], [101].

Основным недостатком аналитических, графических и логических методов является сложность расчета показателей надежности больших систем: преобразования и вычисления становятся слишком громоздкими, требуются значительные затраты времени и необходимость привлечения большой группы квалифицированных специалистов. [102]

Таблично-логические методы свободны от указанных недостатков и их применение позволяет учитывать наложение отказов элементов схемы электрических соединений на ремонтные и эксплуатационные режимы, а также учесть все виды возможных аварий из-за отказов срабатывания устройств релейной защиты, коммутационных аппаратов и устройств противоаварийной автоматики. Кроме того, таблично-логический метод достаточно прост для программной реализации.

Суть таблично-логического метода состоит в построении таблицы состояний и событий состоящей из n элементов электрической схемы.

Для расчета интерес представляет послеаварийный режим, при котором происходит полное отключение всех потребителей. Для двухтрансформаторной схемы подстанции это может произойти в случае отказа одного из параллельно соединенных элементов во время ремонта другого, а также одновременного отказа двух параллельных элементов.

Для ремонтного режима в первом столбце таблицы состояний записываются i -ые элементы, отказы которых рассматриваются при расчете, а в первой строке записываются j -ые ремонтируемые элементы. В случае аварийного режима рассматривается одновременный отказ i -ого и j -ого элементов. В случае нормального режима работы в ячейку на пересечении i -ого и j -ого элементов записывается «-». При наложении отказа i -ого элемента на плановый простой или отказ j -ого элемента в ячейку записывается «A1», если происходит полное отключение потребителей подстанции, и «A2» если в результате отключения одной

из секций прекращается питание потребителей. Пример составленной таблицы приведен в таблице Б1 Приложения Б.

На основе известной методики, изложенной в [100], автором для расчета экономического ущерба [103] формализован следующий алгоритм расчета коэффициента вынужденного простоя.

1 Для определения технических показателей надежности и ущерба из-за перерыва в электроснабжении составляется схема замещения распределительного устройства подстанции и питающей ее линии. Для каждого вида типовых схем составляются укрупненные блочные схемы питания понижающей подстанции, в которые входят следующие элементы: выключатель и проводники ЛЭП, а также выключатели, разъединители, трансформаторы и сборные шины ПС.

Пример типовой схемы подстанции 4 Н, характерной для объектов ЭС 35-110 кВ Оренбургской области представлена на рисунке 2.3 Схема содержит одинаковые блоки, состоящие из:

- сборных шин (позиция 1,2);
- выключателя НН (позиция 5,6,30);
- разъединителя НН (позиция 3,4,7,8,29,31);
- трансформатора (позиция 9,10);
- разъединителя ВН (позиция 11,12,15-18,21,22,25-28);
- выключателя ВН (позиция 13, 14, 23, 24);
- ВЛ (позиция 19,20).

При последовательном соединении отказ одного из элементов вызывает простой всех остальных. При параллельном соединении отключение любого из элементов не приведет к простоям других.

2 Все элементы нумеруются; по справочным данным [75] записываются их показатели надежности: ω – параметр потока отказов (1/год), T_v – среднее время восстановления работоспособности после аварии (год); μ – частота проведения плановых ремонтов (1/год), T_n – средняя продолжительность нахождения элемента в плановом простое (год).

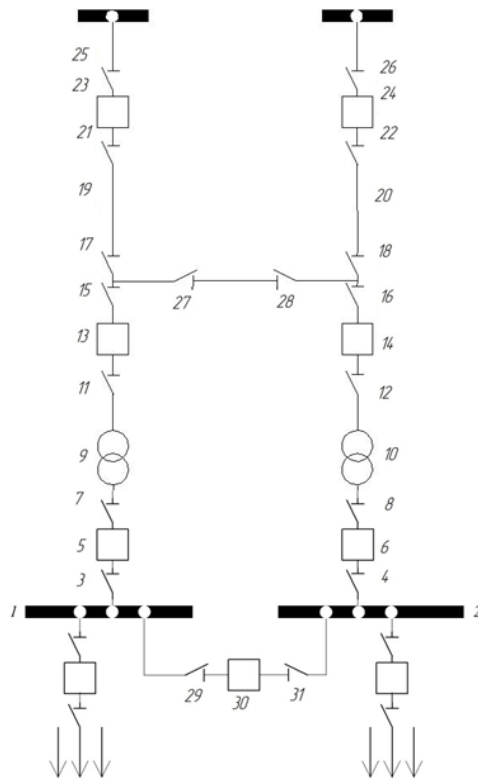


Рисунок 2.3 – Схема подстанции 4Н

3 На основе анализа существующих схем подстанций 110(35)/10(6) кВ Оренбургских электрических сетей автором выделено несколько основных типовых схем: 1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, для которых были составлены таблицы состояний и событий (в качестве примера приведена таблица Б2 в Приложении Б). В случае нормального режима работы в ячейку записывается 0. При наложении отказа i -ого элемента на плановый простой или отказ j -ого элемента в ячейку записывается 1, если происходит полное отключение потребителей подстанции. На основе заполненной таблицы создается матрица $A_{I_{i,j}}$.

4 После этого вычисляется поток отказов схемы (частота отказов) ω и среднее время восстановления схемы T .

Элемент i характеризуется показателями надежности ω_i , Tv_i , μ_i , Tn_i , а элемент j - ω_j , Tv_j , μ_j , Tn_j .

Параметр потока отказа в случае наложения отказа одного элемента на плановый простой другого определяется как:

$$\omega_{\Pi} = \sum_{i=1}^n \omega_i \sum_{j=1}^n \mu_j \cdot Tn_j \cdot A_{1\ i,j} = \sum_{i=1}^n \omega_i \sum_{j=1}^n Kn_j \cdot A_{1\ i,j}, \quad (2.34)$$

где Kn_j – коэффициенты ремонтного состояния для планового ремонта.

Среднее время восстановления схемы в случае наложения отказа одного элемента на плановый простой другого рассчитывается:

$$T_{B\Pi} = \frac{1}{\omega_{\Pi}} \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \sum_{j=1}^n Kn_j \cdot T_{B_i\Pi_j} \cdot A_{1\ i,j}, \quad (2.35)$$

где $T_{B_i\Pi_j}$ – время одновременного простоя двух элементов, i из которых находится в вынужденном простое, а j – в плановом.

Расчет $T_{B_i\Pi_j}$ зависит от соотношения времен $T\theta_i$ и Tn_j [75].

Если $T\theta_i > Tn_j$, то

$$T_{B_i\Pi_j} = \frac{T\theta_i}{2}. \quad (2.36)$$

Если $T\theta_i \leq Tn_j$, то

$$T_{B_i\Pi_j} = T\theta_i - \frac{T\theta_i^2}{2 \cdot Tn_j}. \quad (2.37)$$

Параметр потока отказа в случае наложения отказа одного элемента на отказ другого определяется как:

$$\omega_B = \sum_{i=1}^n \omega_i \sum_{j=1}^n \omega_j \cdot T\theta_j \cdot A_{1\ i,j} = \sum_{i=1}^n \omega_i \sum_{j=1}^n K\theta_j \cdot A_{1\ i,j}, \quad (2.38)$$

где $K\theta_j$ - коэффициенты ремонтного состояния для аварийного ремонта.

Среднее время восстановления схемы в случае наложения отказа одного элемента на отказ другого рассчитывается как:

$$T_{BB} = \frac{1}{\omega_B} \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \sum_{j=1}^n K\theta_j \cdot \frac{T_{B_i} \cdot T_{B_j}}{T_{B_i} + T_{B_j}} \cdot A_{1\ i,j}. \quad (2.39)$$

Затем рассчитывается поток отказов схемы: суммируются потоки отказов i -ого элемента во время ремонта j -ого, а также потоки одновременных отказов i -ого и j -ого элементов:

$$\omega = \omega_B + \omega_{II}. \quad (2.40)$$

Среднее время восстановления схемы:

$$T = \frac{1}{\omega} \cdot (\omega_{II} \cdot T_{BII} + \omega_B \cdot T_{BB}). \quad (2.41)$$

5 Определяется коэффициент вынужденного простоя схемы K_B .

Полное отключение потребителей происходит с частотой ω раз в год на среднее время восстановления T часов, поэтому K_{B1} определяет число часов простоев в одном году:

$$K_{B1} = \omega \cdot T, \quad (2.42)$$

$$K_{B1} = \omega_{II} \cdot T_{BII} + \omega_B \cdot T_{BB}. \quad (2.43)$$

При прекращении электроснабжения потребителей одной из секций аналогичным образом определяется коэффициент вынужденного простоя K_{B2} . При условии равномерного распределения потребителей по секциям прекратится электроснабжение половины потребителей. С учетом этого, подставляя 2.43 в 2.33:

$$z_{ущ}^{ав} = P_{\max} \cdot (Y_0 + Y_{недопост}) \cdot K_{B1} + 0,5 \cdot P_{\max} \cdot (Y_0 + Y_{недопост}) \cdot K_{B2}, \text{ тыс.руб/год} \quad (2.44)$$

Итоговое выражение для определения критерия ущерба от перерыва в электроснабжении получено путем подстановки выражения 2.44 в 2.31:

$$Y = \sum_{i=1}^k z_{рем.i}^{ав} \cdot p_i \cdot \omega_i + P_{\max} \cdot (Y_0 + Y_{недопост}) \cdot (K_{B1} + 0,5 \cdot K_{B2}). \quad (2.45)$$

2.3.4 Критерий площади изымаемых земель

Принятие решения при ТПиР электросетевых объектов также должно осуществляться на основе сравнения конкурирующих вариантов по критерию экологической безопасности. Необходимо учитывать природные особенности территории; состояние природной среды; ценность территории; возможный ущерб, причиняемый природной и социальной среде, а также возможные изменения в окружающей природной среде [104].

Поэтому трасса ВЛ должна проходить по кратчайшему пути для обеспечения экономного использования земель. Это достигается путем применения

конструкций и проектных решений, требующих при прочих равных условиях наименьшего отчуждения земель.

Площадь, занимаемая оборудованием подстанции, определяется наиболее рациональным использованием земель, как на период строительства, так и с учетом возможного последующего расширения электросетевого объекта.

Таким образом, решающим фактором при принятии решения на основе экологического критерия является площадь отвода земельного участка под объект электрических сетей. Значение этого критерия особенно важно при ТПиР объекта электрических сетей в стесненных городских условиях.

Для воздушных линий и подстанций необходимо оформление постоянного отвода земельного участка, площадь которого рассчитывается исходя из площади отвода под опоры и подстанцию.

Площадь постоянного отвода земли $S_{нл.Л}$ под опоры ВЛ 35-110 кВ зависит от материала опор, она стандартизирована при использовании типовых проектов в нормальных условиях.

Площадь постоянного отвода земли под ПС 35-110 кВ зависит от схемы электрических соединений, исполнения и компоновки. При использовании типовых схем значение площади может приниматься по таблицам [104]. Если используется КРУЭ, то площадь ПС составляет 50% от площади открытого распределительного устройства.

Таким образом, площадь отвода земельного участка:

$$S = S_{нл.Л} \cdot L + S_{нл.ПС}, \text{ м}^2 \quad (2.46)$$

где $S_{нл.Л}$ – площадь отвода земли для типовых опор на 1 км воздушных линий, $\text{м}^2/\text{км}$;

L – длина воздушной линии, км;

$S_{нл.ПС}$ – площадь отвода земли под подстанцию, зависит от вида типовой схемы подстанции, мощности трансформатора, количества обмоток и типа изоляции, м^2 .

2.3.5 Критерий унификации номенклатуры электросетевых объектов

Обоснованные ранее частные критерии (суммарных дисконтированных затрат, потерь электрической энергии, экономических потерь от нарушения в электроснабжении, площади изымаемых земель) и полученные их математические

модели не учитывают количественные соотношения оборудования разных объектов ЭС, поэтому в работе предлагается в систему частных критериев ввести новый критерий - критерий унификации. Данный критерий характеризует структуру и состав оборудования при выборе альтернативы объекта ЭС, когда в рамках номенклатурных работ по ТПиР осуществляется включение нового и вывод изношенного оборудования, а также изменение параметров отдельных элементов объекта ЭС.

Согласно определению Большого Энциклопедического словаря «в технике под унификацией понимают приведение различных видов продукции и средств ее производства к наименьшему числу типоразмеров, марок, свойств и т. п.» [105]. В то же время, в [106] отмечается неустойчивая структура оборудования на объектах электрических сетей, что вызвано использованием разнообразного оборудования, в т.ч. импортного, в условиях нехватки средств при ТПиР, а также изменения объемов потребляемой энергии.

В работе [1] отмечается, что для эффективного функционирования электрических сетей необходимо сбалансированное развитие объектов ЭС и оптимальное управление их структурой. Для технической реальности, в том числе и для электроэнергетики, существует связь между количеством и качеством, т.е. чем дороже, качественнее, крупнее техническое оборудование, тем оно реже встречается в ЭС (например, трансформаторы мощностью 100 МВА устанавливаются на ПС гораздо реже, чем трансформаторы мощностью 40 и 63 МВА). Нарушение этой зависимости неизбежно ведет к дестабилизации функционирования электрических сетей.

Вводимый критерий позволяет классифицировать альтернативы объекта ЭС по типам (кластерам) используемых решений, за счет чего можно оценить насколько часто совокупность параметров оборудования встречается в существующей практике эксплуатации объектов электрических сетей. В связи с этим под критерием унификации в работе понимаем долю объектов ЭС, имеющих совокупность сравнительно одинакового по типоразмеру оборудования, к общему количеству объектов ЭС:

$$N = \frac{n_i}{O}, \quad (2.47)$$

где n_i – число объектов ЭС, имеющих сравнительно одинаковое по типоразмеру оборудование (число объектов в i -том кластере);

O – общее количество существующих объектов ЭС.

Для расчета критерия унификации альтернативы необходимо определить кластер, к которому она относится. Для этого нужно решить следующие задачи:

1 Разделить объекты ЭС на кластеры: определить число и размер кластеров, соответствующих существующим электросетевым объектам

2 Разработать модель, позволяющую классифицировать альтернативы объекта ЭС по кластерам, определенным в п.1.

3 Определить критерий унификации альтернатив.

Определение числа и размера кластеров, соответствующих существующим объектам ЭС

Предлагается использовать метод кластеризации, описанный в параграфе 1.3 и реализованный при помощи карт Кохонена. Преимуществом использования карт Кохонена является то, что они позволяют на основе визуального анализа по раскраске связей судить о наличии кластерной структуры и числе кластеров [107]. На вход самоорганизующейся карты Кохонена подается вектор, компоненты которого представляют собой различные характеристики существующих решений. При разделении объектов ЭС на кластеры основными анализируемыми элементами являются сечение провода, тип опор, тип выключателей, мощность трансформатора, номер типовой схемы. Таким образом, для рассматриваемых в исследовании объектов ЭС 35-110 входной вектор карты Кохонена имеет вид:

$$A \{ f_1, f_2, p_1, p_2, s, b_1, b_2, b_3, t_1, t_2 \}, \quad (2.48)$$

где f_1, f_2 – сечение проводника питающих линий;

p_1, p_2 – тип опор питающих линий;

s – номер схемы подстанции;

b_1, b_2, b_3 – тип выключателя на высоком, среднем и низком напряжении ПС;

t_1, t_2 – мощность трансформаторов.

Обучение карт Кохонена производится в соответствии с алгоритмом, описанным в параграфе 1.4 по выражениям 1.1- 1.4.

Элементы входного вектора имеют категориальный характер, поэтому такие данные необходимо закодировать, прежде чем использовать их в обучающей выборке нейронной сети. Чаще всего применяется бинарное кодирование, представляющее категориальный признак в виде вектора с размерностью, соответствующей количеству возможных категорий. Однако, из-за необходимости выполнения условия превышения числа примеров в обучающей выборке над числом настраиваемых весов, для сокращения числа нейронов во входном слое каждая категория кодируется величиной, показывающей частоту этой категории в этой выборке. Например, элемент «выключатель» может принимать категории «элегазовый», «вакуумный», «масляный» и кодироваться при помощи значений 0,1; 0,2 и 0,7 соответственно. При этом доля элегазовых выключателей в обучающей выборке составляет 10%, вакуумных – 20%, а масляных – 70%.

Для однострансформаторных подстанций отсутствуют элементы, соответствующие сечению, типу опор второй линии, мощности второго трансформатора и т.д. Однако, они также кодируются долей от общего размера выборки. Так, например, для опор второй линии существует три категориальных понятия «металлические», «железобетонные» и «питание по второй линии отсутствует». В этом случае они кодируются значениями 0,04; 0,4 и 0,56, где 4% – доля металлических опор; 40% – доля железобетонных и 56 % – число объектов ЭС, для которых питание по второй линии отсутствует.

На выходе самоорганизующихся карт Кохонена для каждого входного вектора отображается номер кластера, к которому он принадлежит. Таким образом, все существующие решения со сходными характеристиками разбиваются на заданное число кластеров.

Согласно [108] число кластеров определяется в процессе агломерации или разделения множества объектов. Параметрами для выбора количества кластеров могут служить такие характеристики как:

– наполненность не менее 10 %;

- сходство объектов внутри одного кластера;
- различие объектов в разных кластерах;
- устойчивость. Если при увеличении числа кластеров до $n+1$ сохраняется общая структура и распределение объектов по n кластерам, то n - кластерное решение считается устойчивым.

В работе число кластеров определялось по принципу укрупнения кластеров. Завышение количества кластеров приведет к тому, что каждый вариант будет представлен своим кластером, таким образом невозможно будет судить о том, насколько часто решение встречается в выборке. В работе объекты в первом приближении разбивались на 9 кластеров, на рисунке 2.4 представлена матрица расстояний для такой карты.

Из рисунка видно, что существенная часть нейронов (серые шестиугольники) соединена связями, окрашенными в одинаковые или близкие по насыщенности цвета. Это говорит о том, что объекты в этих кластерах похожи друг на друга и могут быть объединены. В работе объединение продолжалось до тех пор, пока кластеры не стали соединены связями, окрашенными в разные цвета. Таким образом, в исследовании количество кластеров было уменьшено до четырех.

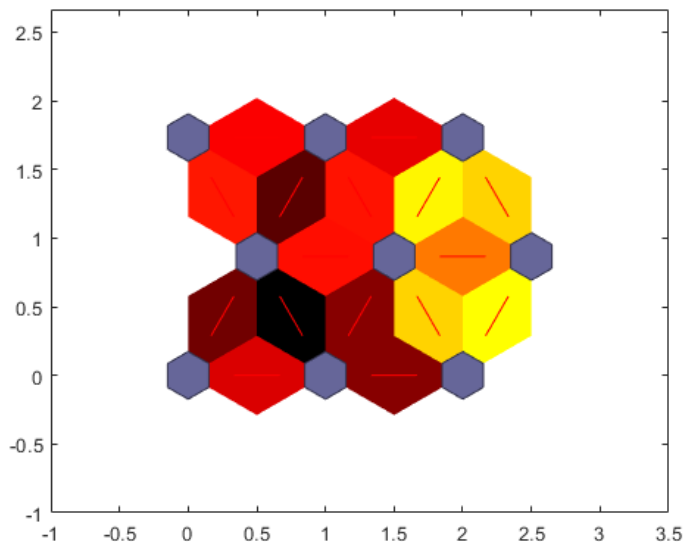


Рисунок 2.4 - Матрица расстояний между девятью кластерами

Для этого случая расстояния между кластерами в матрице расстояний (рисунок 2.5) были наибольшими (цвета принципиально различаются), что свидетельствовало о наименьшем сходстве кластеров между собой.

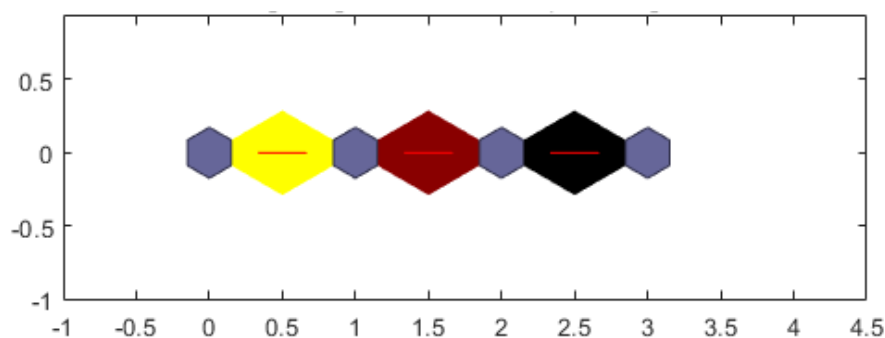


Рисунок 2.5 – Матрица расстояний между четырьмя кластерами

Результат разбиения объектов ЭС Оренбургской области на 4 кластера представлен на рисунке 2.6.

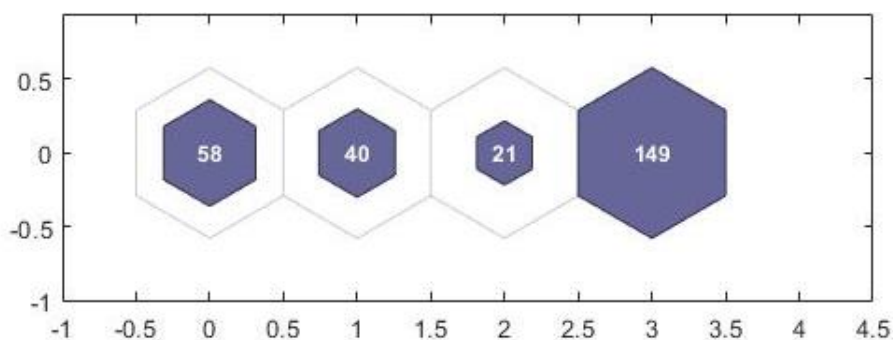


Рисунок 2.6 – Кластеризация объектов электрических сетей Оренбургской области.

В используемой при обучении выборке содержалось 268 подстанций. Для существующих подстанций, вошедших в первый кластер, критерий унификации равен:

$$n_1 = \frac{58}{268} = 0,22. \quad (2.49)$$

Для подстанций, вошедших во второй кластер критерий унификации равен:

$$n_2 = \frac{40}{268} = 0,149. \quad (2.50)$$

Для подстанций, вошедших в третий кластер критерий унификации равен:

$$n_3 = \frac{21}{268} = 0,08. \quad (2.51)$$

Для подстанций, вошедших в четвертый кластер критерий унификации равен:

$$n_4 = \frac{149}{268} = 0,56. \quad (2.52)$$

Результаты кластеризации используются в обучающей выборке при определении критерия унификации альтернатив

Классификация альтернатив объекта ЭС

Как правило, для решения задачи классификации используется перцептрон, как наиболее простой и подходящий тип ИНС [38]. Классификация с помощью ИНС относится к задачам обучения с учителем.

Для классификации объектов ЭС в работе использована однослойная ИНС с 10 входными нейронами по числу характеристик, описывающих объект ЭС, и четырьмя выходными нейронами, которые принимают значения от 0 до 1, в зависимости от того, к какому кластеру принадлежит объект ЭС.

При обучении на вход ИНС подается вектор, представляющий собой описание существующего решения $A \{f_1, f_2, p_1, p_2, s, b_1, b_2, b_3, t_1, t_2\}$. На выход ИНС, соответствующий номеру кластера, подается единица. Таким образом, обучающая выборка, представляет собой набор пар векторов:

$$(A, i), \quad (2.53)$$

где A – входной вектор, описывающий объект ЭС, определяется по выражению 2.48; i – номер кластера, соответствующего этому решению.

Обучение происходит в соответствии с алгоритмом, описанным в параграфе 1.4 по уравнениям 1.5 – 1.15.

Определение критерия унификации альтернатив

В результате, нейронная сеть (рисунок 2.7), обученная алгоритмом обратного распространения ошибки, при подаче на вход вектора A , компоненты которого описывают альтернативу объекта ЭС, сможет определить, к какому кластеру реализованных решений она относится по номеру нейрона, на выходе которого получена 1.

Исходя из этого определяется значение критерия унификации альтернативы в зависимости от номера кластера согласно выражениям 2.49-2.52.

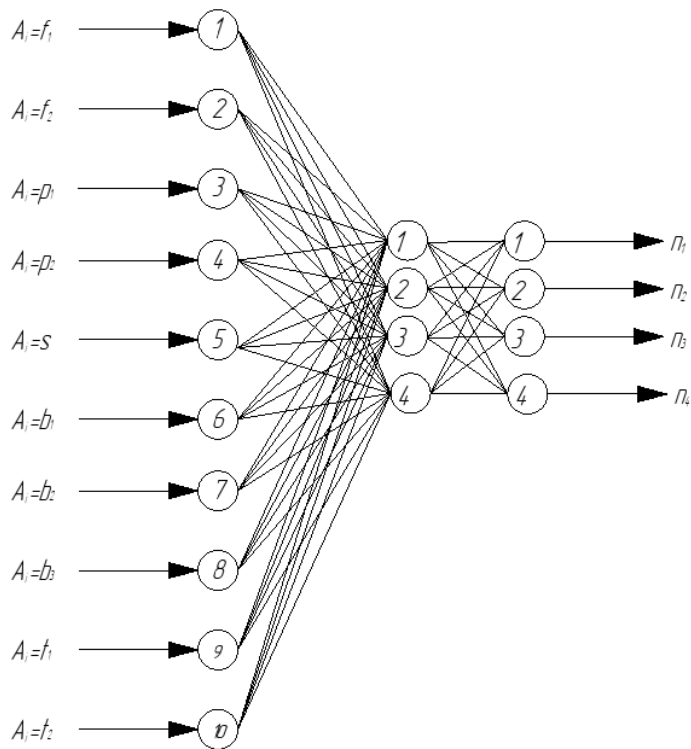


Рисунок 2.7 – Архитектура ИНС для определения кластера, к которому относится объект ЭС

Введение критерия позволит повысить эффективность оценки альтернатив и повысить достоверность процесса принятия решения. Не включение в систему частных критериев критерия унификации может привести к необъективному выбору альтернативы по ТПиР объекта и района ЭС.

2.4 Метод многокритериальной оценки альтернатив объектов электрических сетей на основе нейронных сетей

В процессе принятия решения по ТПиР электрических сетей лицо принимающее решение должно не только определить первоочередные электросетевые объекты, нуждающиеся в техническом воздействии, но и выбрать для каждого из них варианты замены оборудования. Для принятия решения ЛПР необходимо проанализировать большой объем исходных данных, провести технико-экономическое сравнение нескольких альтернатив, оценить влияние принятого решения в долгосрочной перспективе. Все это приводит к усложнению

процесса выбора предпочтительного варианта ТПиР и обуславливает необходимость интеллектуальной поддержки принятия решений.

Анализ разработанных СППР выявил следующее:

– база знаний основывается как на объективной информации, полученной в результате проведения расчетов, так и на субъективном опыте экспертов. Известно, чем выше компетентность эксперта, тем сложнее описать знания и правила, которые используются при решении задачи, а, следовательно, тем сложнее становится разработка и использование базы знаний [24];

– в рассмотренных работах [1], [21] принятие решения осуществляется в условиях неполноты и зашумленности информации, которая частично снимается посредством применяемых в СППР математических методов.

В связи с этим автором предлагается при разработке СППР использовать искусственные нейронные сети (ИНС), позволяющие учесть неявные связи и закономерности между исходными данными [109]; избежать ошибок при получении знаний, связанных с неполнотой и зашумленностью информации; обеспечивать объективность и повышать достоверность результата за счет способности к обобщению большого объема данных [44], к которым в работе относятся принятые решения, реализованные на существующих подстанциях и линиях электропередач. Согласно параграфу 1.4, задача классификации (обучение с учителем) решается с помощью многослойного перцептрона, обученного методом обратного распространения ошибки. Такие сети являются универсальным средством аппроксимации функций, так как генерируют большое число регрессионных моделей.

Таким образом, метод многокритериальной оценки альтернатив объекта ЭС включает в себя следующие этапы:

Обучение ИНС

1. Подготовка обучающей выборки. Расчет частных критериев оценки альтернатив объекта электрических сетей: суммарных дисконтированных затрат; годовой потери электроэнергии; ущерба от перерыва в электроснабжении;

площади изымаемых земель; унификации номенклатуры оборудования. Приведение к единичной мощности первых четырех критериев.

2. Определение метрик, характеризующих эффективность классификации.

3. Обучение искусственной нейронной сети, классифицирующей альтернативы объектов электрических сетей на предпочтительные и нецелесообразные, в процессе которого определялись оптимальные параметры архитектуры и алгоритмы тренировки ИНС.

Использование обученной ИНС

4. Расчет критериев альтернатив объекта ЭС.

5. Использование обученной ИНС для определения коэффициента предпочтительности альтернатив объектов электрических сетей.

6. Ранжирование предпочтительных альтернатив объектов электрических сетей.

Подготовка обучающей выборки

Обучение ИНС производилось методом обратного распространения ошибки, для реализации которого использовалась совокупность векторов входных значений, состоящих из критериев оценки альтернативы X , и соответствующего им выходного значения коэффициента предпочтительности T :

$$(X^i, T^i), \quad (2.54)$$

где i – номер обучающей альтернативы;

X – входной вектор, содержащий k критериев, оценивающих эффективность принятия решения по реализации альтернативы;

$$X^i = \{X^i_1, X^i_2, \dots, X^i_k\}, \quad (2.55)$$

T – единичный выходной вектор, принимающий значение 0 или 1. Значение «0» соответствовало тому, что альтернатива относится к классу нецелесообразных решений, а значение «1» – к классу предпочтительных решений.

$$i = 1, 2, \dots, M, \quad (2.56)$$

где M – общее количество примеров.

Для формирования вектора X^i обучающей выборки рассчитывались значения критериев оценки альтернатив для подстанций и линий электропередач 35-110 кВ,

находящихся на территории Оренбургской области. Для этого была использована следующая документация и данные из нее:

- 1) Нормальные схемы сети:
 - название подстанции;
 - уровень напряжения ВН/СН/НН;
 - название ЦП и длины ЛЭП, по которой осуществляется питание в нормальном режиме;
 - схема сети.
- 2) Принципиальные схемы ПС:
 - номер типовой схемы;
 - тип выключателей ВН/СН/НН;
 - число и мощность трансформаторов.
- 3) Поопорные схемы, паспортов ВЛ:
 - длины трассы, проходящей в сложных условиях;
 - тип опор;
 - число цепей;
 - длина линии;
 - сечение фазы.
- 4) Список потребителей:
 - наличие потребителей 1 и 2 категории надежности;
 - тип промышленности, к которому относится основной потребитель.
- 5) Ведомости контрольных замеров:
 - максимальные активная и полная мощности;
 - число часов использования максимума нагрузки.

Для того, чтобы нейронная сеть могла обобщить опыт по выбору предпочтительных альтернатив для подстанций и линий электропередач различной мощности, входные значения первых четырех критериев $\{C^i, W^i, D^i, S^i\}$ приводились к единичной мощности:

$$X^i = \left\{ \frac{C^i}{P}, \frac{\Delta W^i}{P}, \frac{Y^i}{P}, \frac{S^i}{P}, N^i \right\}. \quad (2.57)$$

где C – стоимость оборудования объекта ЭС с учетом затрат для реализации i -ой альтернативы, определяемых по выражению 2.24, тыс. руб;

ΔW – технические потери в оборудовании объекта ЭС после реализации i -ой альтернативы, определяемые по выражению 2.25, МВт.ч;

Y – экономические потери от нарушения электроснабжения объекта ЭС при реализации i -ой альтернативы, определяемые по выражению 2.45, тыс. руб/год;

S – площадь отвода земельного участка под объект ЭС при реализации i -ой альтернативы, определяемая по выражению 2.46, м²;

N – доля кластера i -ой альтернативы объекта ЭС, определяемая по выражению 2.47;

P – расчетная активная мощность нагрузки объекта ЭС, МВт.

Согласно [110] «представляется целесообразным обеспечить, чтобы значения, передаваемые на входы первого скрытого слоя находились в пределах диапазона входных значений функций активации соответствующего слоя. Для элементов с сигмоидальными функциями диапазон входных значений от -5 до 5. В действительности, нет острой необходимости строго выдерживать указанные диапазоны, так как весовые коэффициенты и смещения сдвигают входные значения до корректных значений, соответствующих входам сигмоидальных функций скрытого слоя». В связи с этим дальнейшая подготовка входных данных заключалась в следующем:

- определение наличия выбросов и удаление их из выборки;
- устранение противоречивых примеров, когда одинаковым входным значениям соответствуют разные выходные;
- проверка условия превышения числа примеров в обучающей выборке над числом настраиваемых весов, так как в случае невыполнения этого условия сеть «запоминает» данные и утрачивает способность к классификации.
- разделение случайным образом всей совокупности данных на 2 множества: обучающую выборку и контрольную, используемую для валидации работы ИНС.

Для корректного обучения сети классификации необходимо использовать в обучающей выборке не только принятые решения, но и нецелесообразные.

Нереализованные альтернативы рассчитывались для подстанций с высоким коэффициентом загрузки, что позволяло при расчете получить те же значения сечений проводников и мощностей трансформаторов, что и для существующих подстанций. В противном случае решения нельзя было бы рассматривать как альтернативные и сравнивать между собой. В качестве варьируемых параметров использовался материал опор, тип выключателей, схема подстанции, для тех случаев, когда возможны альтернативные схемы.

В работе для обучения ИНС общее число примеров составило:

$$M = O + R, \quad (2.58)$$

где O – количество реально существующих подстанций (приложение В), отнесенных к множеству предпочтительных решений, для которых значение коэффициента предпочтительности T равно единице;

R – количество нецелесообразных решений, для которых значение коэффициента предпочтительности T принималось равным нулю.

В работе общее число примеров составило: $O = 250$ шт., $R = 1930$ шт. Для обучения использовалось 1500 примеров из $M = 2180$, остальные были использованы для валидации [111].

Выбор метрик, определяющих эффективность классификации

Для оценки эффективности работы классификатора используются такие метрики, как процент правильно принятых решений, точность и полнота, F -мера [112], [113], представляющая среднее гармоническое точности и полноты принятия решения:

$$F = 2 \frac{TP}{2TP + FN + FP}, \quad (2.59)$$

где TP – число истинно-положительных решений;

FN – число ложноотрицательных решений;

FP – число ложноположительных решений.

Чем ближе значение F -меры к 1, тем эффективней работа ИНС по классификации решений по ТПиР объектов электрических сетей на предпочтительные и нецелесообразные.

Доля правильных ответов ИНС:

$$Accuracy = \frac{K}{M} 100\% , \quad (2.60)$$

где K – количество верно классифицированных объектов;

M – общее число примеров.

Обучение искусственной нейронной сети

Как отмечено в [114], параметры ИНС должны подбираться экспериментально в зависимости от конкретно решаемой задачи предметной области, поэтому для обоснования архитектуры и алгоритма тренировки искусственной нейронной сети, предназначенной для определения коэффициента предпочтительности альтернатив объекта ЭС необходимо решить следующие задачи:

- выбрать тип нейронной сети и алгоритмы тренировки, соответствующие задаче классификации, определить число скрытых слоев и количество нейронов в них;
- экспериментально определить наилучший алгоритм тренировки и оптимальные для него параметры архитектуры ИНС.

Ниже рассмотрено решение автором каждой из вышеперечисленных задач. Выбор архитектуры сети, алгоритма тренировки осуществлялся экспериментальным путем [111] и оценивался по эффективности работы при валидации на контрольной выборке – данных, не использованных в процессе обучения. В эксперименте использовались нейронные сети с двумя и тремя скрытыми слоями, так как многослойные ИНС позволяют преобразовать входной вектор в некоторое новое пространство, которое имеет другую размерность, по сравнению с размерностью входных данных. Разделение на предпочтительные и нецелесообразные решения осуществляется нейроном выходного слоя, таким образом сеть распознает не только характеристики исходных данных, но и «характеристики характеристик», сформированные скрытыми слоями [115].

Слой А содержал от 2 до 10 нейронов (только для трехслойной сети); слои В и С от 2 до 30 нейронов (рисунок 2.8).

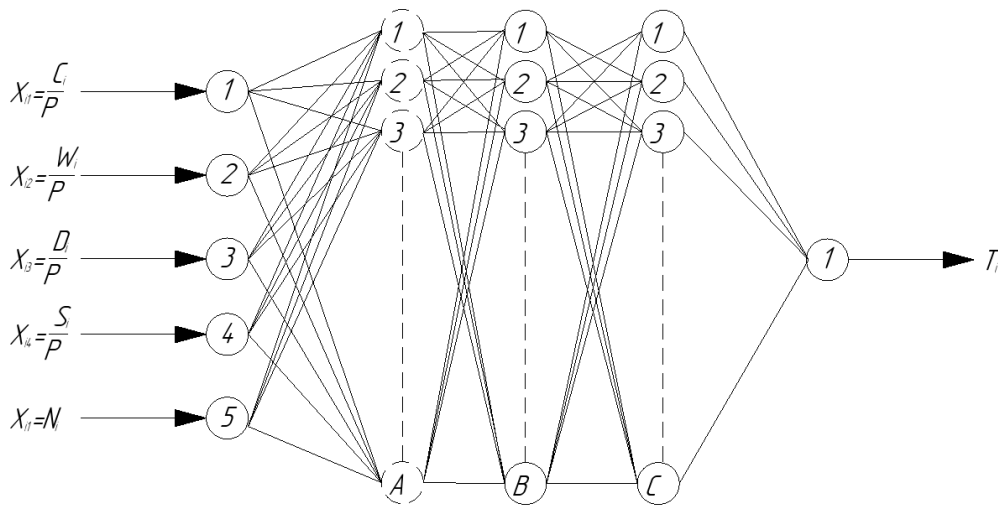


Рисунок 2.8 – Архитектура нейронной сети

Применение скрытых слоев позволяет улучшить результат работы ИНС с многомерным входным сигналом. Число связей w между всеми нейронами в сети, как указано в работе [56], должно быть меньше числа примеров i в обучающей выборке:

$$w \leq i. \quad (2.61)$$

Перебор числа скрытых слоев и нейронов в них ограничивался конфигурацией с 5 нейронами во входном слое, 10 нейронами в А слое, 30 нейронами в В и С слоях и 1 выходным нейроном. Число связей в такой сети составило:

$$5 \cdot 10 + 10 \cdot 30 + 30 \cdot 30 + 30 \cdot 1 = 1280,$$

$$1280 < 1500.$$

Обучение ИНС производилось по выражениям 1.5- 1.15 и состояло в том, чтобы определить такие значения весов, связывающих между собой нейроны, для которых при подаче на вход значений X^i на выходе будут получены значения, близкие к T^i .

Архитектуры ИНС, обученных методом обратного распространения ошибки, для наиболее часто применяемых алгоритмов тренировки, при использовании которых было получено наибольшее значение F -меры, приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные характеристические параметры ИНС для выбора предпочтительных альтернатив объекта ЭС

Алгоритм тренировки ИНС	Число слоев	Число нейронов в скрытом слое	Наибольшее значение F-меры	% правильных ответов
Левенберга- Марквардта	2	20;10	0,9539	97,79
	3	6;18;26	0,98	99,03
Квази-Ньютоновский метод	2	18;26	0,9451	97,3757
	3	10;14;26	0,95	97,5138
Алгоритм упругого обратного распространения	2	18;22	0,9363	96,9613
	3	10 ;30; 12	0,9422	97,2376
Метод шкалированных связанных градиентов	2	12;26	0,9333	96,8232
	3	4;12;14	0,9425	97,2376
Метод градиентного спуска с адаптивным обучением	2	2;14	0,9094	95,71
	3	6;22;8	0,9183	96,1325

Как видно из таблицы 2.1, наиболее эффективным является алгоритм тренировки Левенберга-Марквардта, позволяющий достичь наибольшего процента правильно принятых решений, а также одновременно обеспечить наибольшую точность и полноту при классификации решений по ТПиР объектов электрических сетей на предпочтительные и нецелесообразные: $F \rightarrow \max$. На рисунках 2.9 и 2.10 представлена визуализация результата эксперимента с подбором параметров архитектуры ИНС для самого успешного алгоритма тренировки Левенберга-Марквардта.

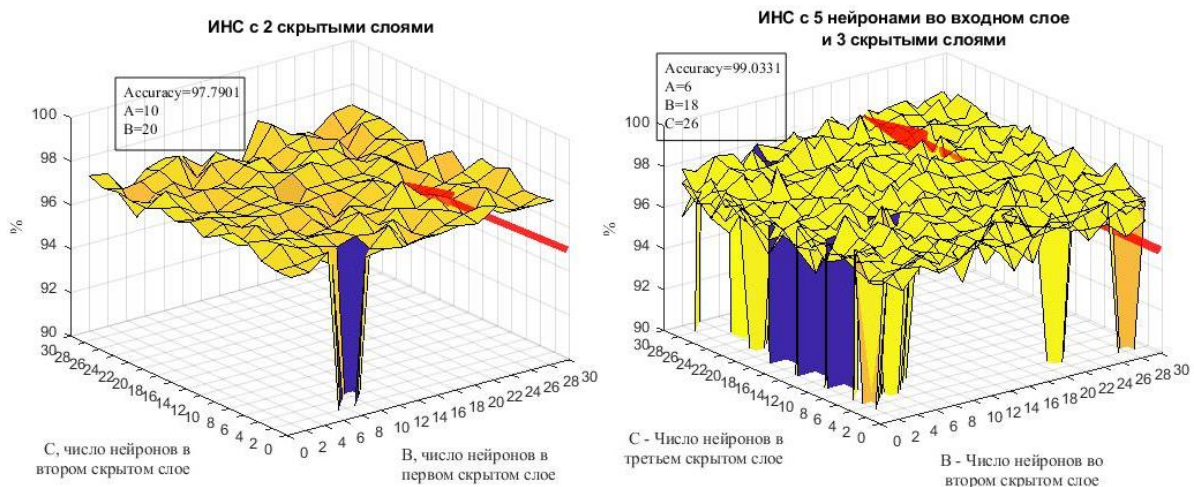


Рисунок 2.9 – Зависимость доли правильных ответов от числа нейронов

По оси Z откладывалось значение доли правильно принятых ответов, по осям X и Y число нейронов в скрытых слоях. Для графиков, отображающих результаты обучения трехслойной сети, изображался набор поверхностей, каждая из которых соответствует определенному числу нейронов в первом скрытом слое.

На рисунке 2.9 а приведен трехмерный график зависимости доли правильно ответов для двухслойной сети от числа нейронов в скрытых слоях B и C. Так как для нейронной сети с тремя скрытыми слоями зависимость Accuracy (A, B, C) является многомерным массивом, то для графического представления и выявления влияния числа нейронов в скрытом слое на эффективность принятия решения графики для A слоев наложены друг на друга в трехмерном пространстве (рисунок 2.9 б).

На рисунке 2.10 представлена зависимость F-меры (откладывается по оси Z) от числа нейронов и числа скрытых слоев.

Из рисунка видно, что наименьшее значения метрик у конфигураций сети с малым числом нейронов во втором и третьем скрытых слоях (значения в области начала координат и у осей меньше).

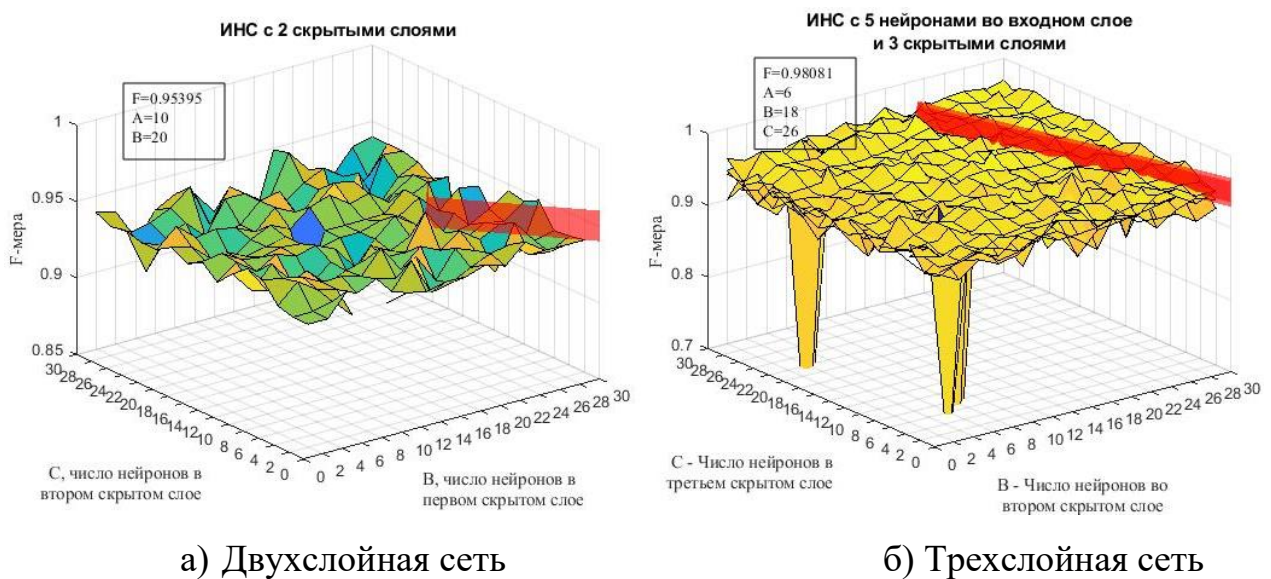


Рисунок 2.10 – Зависимость F-меры от числа нейронов

Визуализация результатов обучения для других алгоритмов тренировки при различной конфигурации числа нейронов и скрытых слоев представлена в Приложении Г.

Обученная нейронная сеть с 5 нейронами во входном слое и числом нейронов

в скрытых слоях 6;18;26 и найденными значениями весовых коэффициентов связей между нейронами затем использовалась для определения степени предпочтительности альтернатив для подстанций и линий электропередач в разработанном программном комплексе, свидетельство №2018615074 о гос. рег. программы для ЭВМ Роспатент, 2018.

Результаты обучения ИНС без использования критерия унификации приведены в таблице 2.2.

Лучший результат составил **96,74 %** правильно принятых решений для конфигурации сети 6; 12; 28 нейронов в скрытых слоях. Введение критерия унификации в систему частных критериев оценки альтернатив позволило повысить долю правильных ответов ИНС в среднем **на 2,6%**.

Таблица 2.2 – Результаты обучения для ИНС с 4 нейронами во входном слое

Алгоритм тренировки ИНС	Число слоев	Значение F-меры	% Правильно принятых решений
Левенберга- Марквардта	2	0,97	96,27
	3	0,977	96,74
Квази-Ньютоновский метод	2	0,96	96,9
	3	0,91	96,58
Алгоритм упругого обратного распространения	2	0,96	96,7
	3	0,96	96,28
Метод шкалированных связанных градиентов	2	0,94	96,1
	3	0,96	95,66
Метод градиентного спуска с адаптивным обучением	2	0,9	95,81
	3	0,92	96,28

Использование обученной ИНС для оценки альтернатив объекта ЭС

Расчет критериев альтернатив объекта ЭС

Для каждой из альтернатив объекта ЭС, сформированных согласно материалу, изложенному в параграфе 2.2, рассчитываются значения критериев оценки по выражениям, представленным в параграфе 2.3.

Использование обученной ИНС для определения коэффициента предпочтительности альтернатив объектов электрических сетей

Для многокритериальной оценки альтернатив объекта ЭС необходимо сформировать входной вектор рабочей выборки X^i , аналогичный тому, что

использовался при обучении ИНС. Для этого рассчитанные критерии альтернативы объекта ЭС приводятся к единичной мощности по выражению 2.57 и подаются на вход обученной ИНС. Выходной нейрон обученной ИНС для каждой альтернативы объекта электрической сети A^i выдает значение коэффициента предпочтительности T^i в диапазоне от 0 до 1.

Ранжирование предпочтительных альтернатив объектов электрических сетей

Чем ближе значение коэффициента предпочтительности T^i к 1, тем более предпочтительной является альтернатива. Поэтому все альтернативы ранжируются по значению коэффициента предпочтительности в порядке его убывания.

ВЫВОДЫ

1 Разработана структурная модель выбора мероприятий по ТПиР объектов электрических сетей, состоящая из следующих модулей: оценки резерва мощности; оценки технического состояния оборудования; выбора мероприятий по техническому перевооружению или реконструкции объекта ЭС; определения вида номенклатурных работ.

2 Разработана математическая модель формирования альтернатив объекта ЭС на основе декартова произведения множеств, составленных из номенклатурных параметров оборудования, которые согласованы между собой, учитывают техническое состояние действующего оборудования и выбранное мероприятие по ТПиР объекта ЭС.

3 Разработаны новые математические модели частных критериев оценки альтернатив объекта электрических сетей. В качестве критерия экономической эффективности принятого решения выбраны суммарные дисконтированные затраты; критерия технической эффективности – годовые потери электроэнергии; критерия надежности – экономические потери от нарушения в электроснабжении; социально-экологического критерия – площадь изымаемых земель.

4 Впервые предложено и обосновано введение в систему частных критериев критерия унификации номенклатуры электросетевых объектов, позволяющего осуществить кластеризацию альтернатив объекта электрических сетей с учетом типизации номенклатурных параметров оборудования. Для кластеризации существующих объектов ЭС предложено использовать самоорганизующиеся карты Кохонена, а определение критерия унификации альтернатив объекта ЭС предложено осуществлять с помощью однослойной искусственной нейронной сети, обученной методом обратного распространения ошибки.

5 Разработан метод многокритериальной оценки альтернатив объекта электрических сетей, реализованный на основе нейронных сетей. Обоснована архитектура ИНС, проведен сравнительный анализ алгоритмов оптимизации весов и оценена их эффективность при различном количестве слоев и нейронов в них.

Оценка производилась при помощи такого показателя как F-мера, характеризующего точность и полноту классификации. Наилучший результат составил $F=0,975$ для алгоритма Левенберга-Марквардта при трех скрытых слоях и числе нейронов в них 6,18,26. Обучение нейронной сети осуществлено методом обратного распространения ошибки.

Процент правильно принятых решений составил 99,03%, что подтверждает возможность применения нейросетевых технологий для поддержки принятия решений при ТПиР объекта ЭС.

3 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И МЕТОДА ВЫБОРА ПРИОРИТЕТНОЙ АЛЬТЕРНАТИВЫ ТПиР РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1 Условия формирования и выбора альтернативы ТПиР района электрических сетей

На основе структуры процесса принятия решения по ТПиР района электрических сетей, представленной в параграфе 1.2, и анализа внутренних нормативных актов подразделений электросетевых компаний, автором предлагается при формировании и выборе альтернатив ТПиР района электрических сетей, учитывать следующие условия:

1 Рассматривать объекты ЭС, расположенные на территории только одного из районов электрических сетей.

2 Техническое состояние оборудования объекта электрических сетей. Для сокращения числа рассматриваемых объектов предложено использовать пороговое значение индекса технического состояния объектов ЭС: рассматриваются только те объекты ЭС, чей ИТС меньше устанавливаемого ЛПР порогового значения:

$$\text{ИТС}^{OЭCi} \leq \text{ИТС}_n, \quad (3.1)$$

где $\text{ИТС}^{OЭCi}$ – это индекс технического состояния i -го объекта ЭС, состоящего из объединенного в одну технологическую цепочку группы основного технологического оборудования. Принимается равным минимальному индексу технического состояния единицы технологического оборудования, входящего в такую цепочку [69];

ИТС_n – пороговое значение индекса технического состояния, устанавливаемое ЛПР.

3 Коэффициент предпочтительности альтернатив объекта ЭС. Для сокращения числа рассматриваемых альтернатив предложено использовать

коэффициент предпочтительности альтернатив T_n , полученный на выходе ИНС (параграф 2.4). В формировании альтернатив ТПиР района электрических сетей участвуют только те альтернативы объектов ЭС, чей коэффициент предпочтительности больше устанавливаемого ЛПР порогового значения:

$$T_i \geq T_n, \quad (3.2)$$

где T_i – значение коэффициента предпочтительности i -ой альтернативы ТПиР объекта электрических сетей, полученное на выходе ИНС (параграф 2.4);

T_n – пороговое значение коэффициента предпочтительности, устанавливаемое ЛПР.

4 Учет степени приоритизации объектов ЭС, определяющей очередность их рассмотрения при формировании альтернатив ТПиР района электрических сетей.

5 Наличие эксплуатационных затрат C_9 , необходимых для восстановительного ремонта оборудования, не вошедшего в программу ТПиР.

$$C_9 = k \cdot a_{обсл} \cdot K_{об}, \quad (3.3)$$

где k – коэффициент, учитывающий повышение уровня ремонтно-эксплуатационных затрат в связи с более сильным изнашиванием электрооборудования при продлении его срока эксплуатации [32];

$a_{обсл}$ – норма отчислений от капитальных вложений на ремонт и обслуживание;

$K_{об}$ – капитальные затраты на оборудование линий электропередач и подстанций, тыс.руб.

6 Ущерб от недоотпуска электроэнергии Y из-за выхода из строя оборудования, не вошедшего в инвестиционную программу. Значимость этого фактора подтверждается положениями о риск-ориентированном управлении, принятом в стандартах управления активами и технической политике электросетевых компаний.

$$Y = \omega_{ОЭС} \cdot P_{макс} \cdot T_B \cdot (Y_0 + Y_{недопост}), \quad (3.4)$$

где $\omega_{ОЭС}$ – вероятность отказа оборудования объекта ЭС;

$P_{макс}$ – максимальная мощность потребителей, кВт;

U_0 – удельный ущерб потребителям от нарушения электроснабжения, тыс.руб/ кВт·ч;

$U_{недопост}$ – неполученные доходы от передачи электрической энергии потребителям, которая осуществлялась бы при нормальных условиях функционирования объекта ЭС, тыс.руб/ кВт·ч;

T_B – время восстановления после аварийного отказа, ч.

В соответствии с [116] оценивается $\omega_{0ЭС}$ – вероятность отказа объекта электрических сетей: «в случае планирования технического перевооружения и реконструкции объекта электроэнергетики значение вероятности отказа принимает наибольшее рассчитанное ... значение вероятности отказа среди входящих в состав объекта электросетевого хозяйства или объекта по передаче электрической энергии единиц основного технологического оборудования». На основе вышеизложенного:

$$\omega_{0ЭС} = \max(\max(\omega_{y_i}(t))), \quad (3.5)$$

где $\omega_{y_i}(t)$ – функция изменения вероятности отказа i -го функционального узла оборудования объекта ЭС;

t – время прогнозирования (с момента расчета и на период 5 лет).

$$\omega_{y_i}(t) = (1 - y(t)) \frac{ИТС_{y_1}}{ИТС_{y_2}}, \quad (3.6)$$

где $y(t)$ – функция изменения технического состояния функционального узла единицы оборудования объекта ЭС:

$$y(t) = (1 - \alpha \cdot t) \cdot \frac{ИТС_{y_0}}{100}, \quad (3.7)$$

где α – коэффициент, принимаемый для магнитопровода, обмоток трансформатора и функциональных узлов ЛЭП равным 0,03, а для остальных функциональных узлов – 0,1;

$ИТС_{y_0}$ – значение индекса технического состояния функционального узла единицы оборудования объекта ЭС, рассчитанное на момент проведения расчета вероятности отказа, определялось по формуле 2.6.

$ИТСУ_1$ – значение индекса технического состояния функционального узла единицы оборудования объекта ЭС до проведения последнего технического воздействия, определялось по формуле 2.6;

$ИТСУ_2$ – значение индекса технического состояния функционального узла единицы оборудования объекта ЭС после проведения последнего технического воздействия, определялось по формуле 2.6.

7 Ограничение по объему финансирования при ТПиР объектов района электрических сетей, так как для электросетевых компаний характерен дефицит инвестиционных ресурсов [117], [118]. Затраты на реализацию ТПиР объектов ЭС должны быть меньше объема инвестиционной программы:

$$\sum Z^{OЭС} \leq Z_{max}, \quad (3.8)$$

где $\sum Z^{OЭС}$ – это суммарные затраты на реализацию альтернатив при техническом перевооружении или реконструкции объектов электрической сети выбранного района, тыс. руб;

Z_{max} – объем инвестиционной программы, тыс.руб.

Согласно сценарным условиям формирования инвестиционных программ все мероприятия должны выполняться с использованием современных технических решений, в соответствии с Единой технической политикой ПАО «Россети» и предусматривать сравнительный анализ вариантов, отвечать задачам стратегического развития, обеспечивать исполнение ключевых показателей эффективности компании. Однако, при формировании инвестиционных программ необходимо исключить избыточные технические решения.

В случае, если на определенном этапе формирования инвестиционной программы объема ресурсов недостаточно для полной выборки объектов, то формирование части инвестиционной программы заканчивается. Объекты, вошедшие в нее, образуют предварительные альтернативы ТПиР района электрических сетей. Далее проверяется возможность точечной замены оборудования на объектах ЭС, не вошедших в предварительные альтернативы, исходя из остаточных средств инвестиционной программы. В результате

формируются окончательные альтернативы ТПиР района электрических сетей, под которыми понимается совокупность предварительно сформированных альтернатив, а также точно заменяемого оборудования на объектах ЭС.

Для ранжирования окончательных альтернатив ТПиР района электрических сетей оцениваются затраты на ремонт и ущерб от выхода из строя оборудования, не вошедшего в перечень точно заменяемого оборудования.

Все это обуславливает необходимость перебора сочетаний альтернатив объектов, соответствующих типовым технологическим решениям, в условиях финансового ограничения.

Для реализации вышесказанного автором разработаны:

- математическая модель выбора приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, представленная в параграфе 3.2;
- метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, описанный в параграфе 3.3.

3.2 Математическая модель выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей

В настоящее время выбор альтернатив ТПиР района электрических сетей осуществляется экспертами путем составления списка проранжированных по степени приоритетности объектов и отсечения той его части, которая не удовлетворяет ограничению по объему инвестиционной программы. Причем выбор приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей осуществляется без использования системы поддержки принятия решения, которая позволила бы осуществить не только полный перебор альтернатив, но и оценку возможности точечной замены в условиях ограниченного объема инвестиционной программы, что способствовало бы повышению достоверности и объективности принимаемого решения.

Адаптируя подходы классической методики поддержки принятия решения [15], задачу по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей в условиях множественности решения предложено рассматривать как оптимизационную. Ее формализованное математическое описание включает в себя: целевую функцию, ограничения, граничные условия [119] .

Целевая функция.

Согласно изложенным в параграфе 3.1 условиям формирования альтернатив ТПиР района электрических сетей, для объектов, не вошедших в альтернативу, необходимо рассчитать затраты на их восстановительный ремонт $C_{эj}$ и ущерб от недоотпуска электроэнергии $У_j$, которые следует минимизировать в условиях финансового ограничения. Поэтому их сумма $C_{эj} + У_j$ является целевой функцией рассматриваемой оптимизационной задачи:

$$\sum_{j=1}^n (C_{эj} + У_j) \rightarrow \min , \quad (3.9)$$

где $C_{эj}$ – эксплуатационные затраты на восстановительный ремонт j -го оборудования, не вошедшего в программу замены оборудования, тыс. руб. Определяются по выражению 3.3;

$У_j$ – ущерб от выхода из строя изношенного оборудования j -го объекта ЭС, тыс. руб. Определяется по выражению 3.4.

Ограничение

В качестве ограничения оптимизационной задачи выступило условие непревышения затрат на реализацию окончательно сформированной альтернативы ТПиР района электрических сетей над объемом инвестиционной программы. С учетом возможности точечной замены выражение 3.8 примет вид:

$$\sum_{i=1}^n Z^{OЭC_i} + \sum_{m=1}^l Z^{OЭC'_j} \leq Z_{\max} , \quad (3.10)$$

где $Z^{OЭC_i}$ – это затраты на реализацию альтернативы на i -ом объекте ЭС, тыс. руб;
 $Z^{OЭC'_j}$ - капиталовложения при точечной замене оборудования на j -ом объекте ЭС, тыс. руб.

Для определения затрат по реализации i -ой альтернативы объекта ЭС предлагается использовать формулу 2.24, но без учета эксплуатационных затрат на обслуживание объекта, так как инвестиционная программа подразумевает только капиталовложения при техническом перевооружении и реконструкции объекта ЭС:

$$Z^{OЭC_i} = \sum_{t=0}^3 (K_{Лt} + K_{ПСт} + K_{демt} - K_{остt}) \cdot (1 + E_n)^{-t}, \quad (3.11)$$

где $K_{Л}$ – капиталовложения в линии электропередачи, тыс. руб., которые предлагается в общем виде определять по формуле 2.21, с учетом перечня заменяемого оборудования и альтернатив для него;

$K_{ПС}$ – капиталовложения в подстанций, тыс. руб., определяемые по формуле 2.22, с учетом перечня заменяемого оборудования и альтернатив для него;

$K_{дем}$ – затраты на демонтаж, тыс. руб., предлагается в общем виде определять согласно приложению А, с учетом перечня заменяемого оборудования и альтернатив для него;

$K_{ост}$ – остаточная стоимость демонтируемого оборудования, тыс. руб., определяемая согласно приложению А.

В случае точечной замены оборудования затраты для j -го объекта ЭС определяются как:

$$Z^{OЭC_j} = \sum_{m=1}^k Z_{a_m^{e_k}}^{OЭC_j}, \quad (3.12)$$

где $Z_{a_m^{e_k}}^{OЭC_j}$ – капиталовложения при замене k -той единицы оборудования e^k на альтернативу a_m , тыс. руб.

Ремонт оборудования, которое не вошло в перечень точно заменяемого оборудования, финансируется за счет резерва денежных средств, образуемого путем создания резервного фонда; включения фактических затрат в издержки производства; отнесения фактических затрат по ремонту основных средств на счет расходов будущих периодов с последующим равномерным списанием [120].

Граничные условия

Граничными условиями для рассматриваемой оптимизационной задачи являлись условия положительных значений всех рассматриваемых величин, а для обозначений порядкового номера объекта – принадлежность к натуральным числам.

$$\begin{cases} C_{эj}, Y_j, Z^{OЭC_i}, Z_{a_m^{эk}}^{OЭC_j}, Z_{\max} > 0, \\ i, j = 1, 2 \dots n \end{cases} \quad (3.13)$$

Таким образом, формализация оптимизационной задачи ТПиР района электрических сетей принимает вид:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^n (C_{эj} + Y_j) \rightarrow \min \\ \sum_{i=1}^n Z^{OЭC_i} + \sum_{m=1}^l Z_{a_m^{эk}}^{OЭC_j} \leq Z_{\max} \\ C_{эj}, Y_j, Z^{OЭC_i}, Z_{a_m^{эk}}^{OЭC_j}, Z_{\max} > 0, \\ i, j = 1, 2 \dots n \end{cases} \quad (3.14)$$

Результатом решения оптимизационной задачи (системы уравнений 3.14) является нахождение приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей, включающей определенный вариант замены оборудования на объектах ЭС, вошедших в инвестиционную программу, а также перечень оборудования на объектах, не вошедших в альтернативу, но нуждающихся в ремонте.

Альтернативы, в состав которых вошли не все рассматриваемые объекты ЭС, в случае если объем инвестиционной программы оказался меньше затрат на реализацию альтернатив при замене оборудования, ранжировались по возрастанию значения целевой функции: суммы эксплуатационных затрат на ремонт и ущерба. Ранжирование осуществлялось алгоритмом неустойчивой сортировки выбором: создавалась упорядоченная последовательность альтернатив в порядке возрастания затрат. Это позволило определить приоритетную альтернативу, включающую в себя наиболее ответственные и изношенные объекты ЭС, в условиях ограничения объема инвестиционной программы.

3.3 Метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей

Разработанный в исследовании метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей ориентирован на решение оптимизационной задачи. Он состоит из этапов процесса принятия решения по ТПиР района электрических сетей на стратегическом уровне, представленные в п. 1.2, с учетом материала, изложенного в п. 3.1.

1 Формирование альтернатив ТПиР района электрических сетей.

1.1 Выбор района электрической сети, для которого формируется приоритетная альтернатива ТПиР района ЭС, и определение условий формирования альтернатив.

1.1.1 Выбор района электрической сети осуществляется с указанием объектов ЭС, входящих в этот район, и ограничения суммы инвестиционной программы, распределяемой на ТПиР этого района.

1.1.2 Сокращение числа объектов и их альтернатив, участвующих в формировании альтернатив ТПиР района электрических сетей, осуществляется за счет снижения количества объектов ЭС, согласно выбранному району, а также условий, определенными уравнениями 3.2 и 3.3: индекса технического состояния оборудования и коэффициента предпочтительности альтернатив объектов ЭС.

1.1.3 Определение очередности рассмотрения объектов ЭС при формировании альтернатив ТПиР района электрических сетей.

При формировании альтернатив следует учесть степень приоритизации объектов электрических сетей. На основе анализа внутренних нормативных актов по формированию инвестиционных программ (Сценарные условия формирования инвестиционных программ одинаковы для подразделений ПАО «МРСК», утверждены протоколом от 14 февраля 2018 года № 19) разработан подход к определению очередности рассмотрения объектов ЭС при формировании альтернатив ТПиР района электрических сетей.

Все объекты разбивались в зависимости от технического состояния, уровня перспективной нагрузки и мероприятий по ТПиР на три группы по степени приоритизации.

В I группу входили объекты, которым соответствуют мероприятия, направленные на повышение надежности функционирования и обновление электросетевого комплекса. Обоснованиями для реализации мероприятий являлись:

- необходимость восстановления нормальной схемы электроснабжения потребителей и достижения нормативных параметров поврежденного вследствие аварии объекта;
- необходимость снижения рисков нарушения электроснабжения, вызванных погодными условиями;
- необходимость выполнения предписаний государственных надзорных и ведомственных контролирующих органов энергетического надзора;
- необходимость замены объектов в критическом или неудовлетворительном состоянии, когда необходимо техническое воздействие.

Во II группу входили объекты, мероприятия на которых направлены на выполнение обязательств по заключенным и прогнозным договорам об осуществлении технологического присоединения льготных категорий потребителей. Для таких объектов ЭС предусматриваются мероприятия в рамках технического перевооружения.

В III группу входили объекты, мероприятия на которых реализуются в рамках технического перевооружения и направлены на увеличение пропускной способности электрической сети и (или) мощности подстанций.

1.2 Генерация возможных решений: формирование альтернатив ТПиР для района ЭС из предпочтительных альтернатив для объектов электрических сетей.

1.2.1 Генерация предварительных альтернатив по условию ограничения объема инвестиционной программы (условие 7 п.3.1): составление дерева решений. Для нахождения всех возможных сочетаний альтернатив ТПиР района ЭС формируется дерево решений (дерево полного перебора), узлы (вершины) которого содержат альтернативы, которые могут быть реализованы в рамках

инвестиционной программы. Дерево имеет корень – нулевой узел, который не имеет никакого обозначения [121].

Предварительно определялась очередность добавления альтернатив в ветви дерева согласно степени приоритизации объектов ЭС. Формирование ветвей начинается с объектов из I группы, затем рассматриваются объекты ЭС из II и в конце из III группы. Пояснения процесса формирования дерева решений автором приведено на примере трех объектов (рисунок 3.1.).

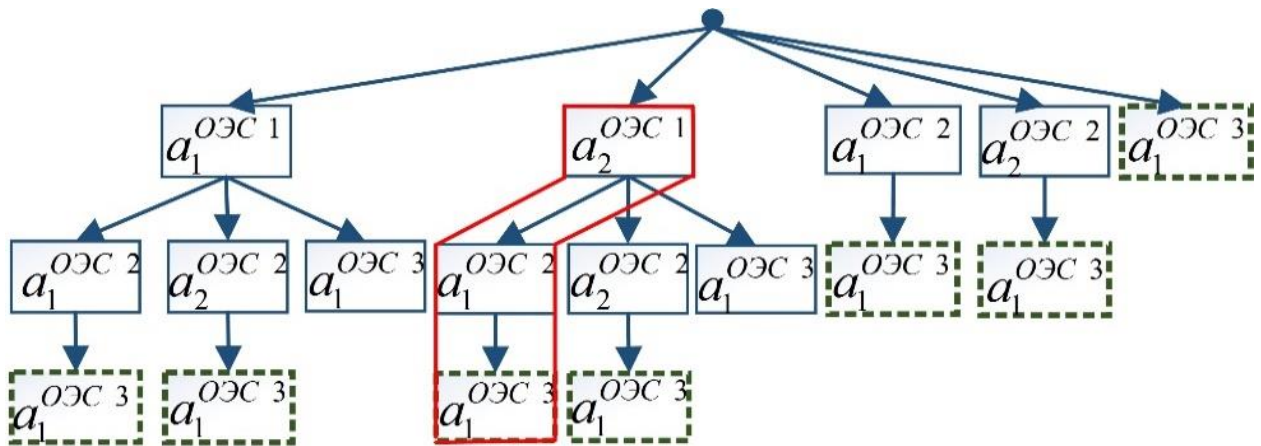


Рисунок 3.1 – Дерево решений для трех объектов ЭС

На рисунке 3.1 первый объект (из I группы) имеет обозначение ОЭС 1, второй объект (из II группы) ОЭС 2, третий объект (из III группы) ОЭС 3. Вершины альтернативных решений изображены в виде прямоугольников. Первый объект имеет две альтернативы, обозначенные как $a_1^{OЭС1}$ и $a_2^{OЭС1}$, для которых нижний индекс указывает на номер альтернативы, а верхний на номер ОЭС. Для второго и третьего объектов обозначения аналогичные: $a_1^{OЭС2}$, $a_2^{OЭС2}$, $a_1^{OЭС3}$.

Вершины конечных решений (листья) изображены штриховой линией с помощью прямоугольников, имеющих другой цвет, чем вершины альтернативных решений.

Возможные решения по ТПиР района электрических сетей представляют собой ветви этого дерева. Например, решение может содержать для первого объекта вторую альтернативу $a_2^{OЭС1}$, для второго объекта – первую $a_1^{OЭС2}$, для третьего объекта – первую $a_1^{OЭС3}$. На рисунке пример решения выделен замкнутой ломанной линией.

Для нахождения всех потенциально реализуемых сочетаний используется обход дерева в прямом порядке поиском в глубину: дерево проходится вниз настолько это возможно на каждом потомке, прежде чем переходить к следующей родственной ветке. Обход производится в прямом порядке: каждый из узлов-предков просматривается прежде его потомков.

Переход к узлу-потомку осуществляется, если суммарные затраты на реализацию альтернатив для всех объектов ЭС в узлах рассматриваемой ветви меньше объема инвестиционной программы (условие 3.8). В случае, когда объема инвестиционной программы достаточно для реализации альтернатив объектов ЭС во всех узлах ветви, в альтернативу ТПиР района электрических сетей входят все объекты.

Если объем инвестиционной программы для $i+1$ узла оказался превышен:

$$\sum_{i=0}^n z^{OЭC_{i+1}} > z_{\max}, \quad (3.15)$$

то узел-предок i (по отношению к рассматриваемому узлу $i+1$) являлся конечной вершиной ветви – листом.

На этом этапе формирование ветви считалось законченным, все объекты с их альтернативами в узлах $a_m^{OЭC_i}$, входящие в ветвь решения, добавлялись в список предварительных альтернатив ТПиР района электрических сетей $A^{PЭC_i}$:

$$A^{PЭC} = \{a_1^{OЭC_1}, a_3^{OЭC_2}, \dots, a_m^{OЭC_i}\}. \quad (3.16)$$

1.2.2 Определение величины остаточных средств инвестиционной программы.

Для всех предварительных альтернатив ТПиР района электрических сетей определяется объем неизрасходованных на них средств инвестиционной программы:

$$z_{\text{ост}} = z_{\max} - \sum_{i=1}^n z^{OЭC_i}. \quad (3.17)$$

Если остаточных средств инвестиционной программы недостаточно для замены ни одной из единиц оборудования на j -том объекте ЭС, не вошедшем в предварительные альтернативы, или все рассматриваемые объекты ЭС вошли в них, считается, что альтернатива окончательно сформирована и необходимо перейти к третьему этапу (к п. 3.1.1). Иначе оценивается возможность точечной замены оборудования на объектах ЭС.

1.2.3 *Определение перечня точно заменяемого оборудования.* Для j -тых объектов ЭС, не попавших в ветвь решения, составлялся список оборудования:

$$E = \{e_1^{OЭC'_1}, e_2^{OЭC'_2} \dots e_k^{OЭC'_j}\}, \quad (3.18)$$

где e_k – единица оборудования, установленного на j -том объекте ЭС.

1.2.4 *Формирование альтернатив для точно заменяемого оборудования.*

Для каждого из сочетаний объектов ЭС, не вошедших в предварительную программу ТПиР, комбинаций оборудования, а также предлагаемых вариантов для его замены на основе метода перебора формировались списки альтернатив для точно заменяемого оборудования z_t :

$$Z = \{z_1, z_2, \dots, z_t\}, \quad (3.19)$$

Списки альтернатив были представлены в виде тензора, каждый элемент которого являлся вектор-строкой, содержащей альтернативу для точно заменяемого оборудования.

Вектор-строка состояла из предлагаемых вариантов замены α оборудования e , установленного на объекте ЭС:

$$z_t = \left[\alpha_m^{e_l^{OЭC'_j}}, \dots, \alpha_m^{e_k^{OЭC'_j}} \right], \dots, \left[\alpha_n^{e_l^{OЭC'_h}}, \dots, \alpha_n^{e_k^{OЭC'_h}} \right] T_\alpha > T_n. \quad (3.20)$$

где $\alpha_{m(m)}$ – $m(n)$ -ный вариант замены оборудования;

$e_{k(l)}$ – $k(l)$ -тое оборудование объекта ЭС, требующее замены;

$OЭC'_{j(h)}$ – $j(h)$ -тый номер объекта ЭС, не попавший в ветвь решения с предварительной альтернативой.

Если объем неизрасходованных средств инвестиционной программы $Z_{ост}$ оказывался достаточным для реализации точечной замены:

$$Z_{ост} - Z_{z_t} \rightarrow 0, \quad (3.21)$$

то в предварительно сформированную альтернативу ТПиР района электрических сетей добавлялись удовлетворяющие по стоимости Z_{z_t} варианты для заменяемого оборудования z_t .

1.3 Оценка затрат, необходимых для реализации окончательно сформированных альтернатив ТПиР района электрических сетей с учетом точно заменяемого оборудования:

$$Z = \sum_{i=1}^n Z^{OЭC_i} + Z_{z_t}, \quad (3.22)$$

Таким образом, при генерации альтернатив района ЭС возможно формирование трех групп окончательно сформированных альтернатив.

В 1-ю группу окончательно сформированных альтернатив входят все объекты ЭС, затраты на их реализацию не превышают объема инвестиционной программы.

Во 2-ю группу окончательно сформированных альтернатив входят не все объекты ЭС. Остаточных средств инвестиционной программы недостаточно для точечной замены оборудования на объектах ЭС, не вошедших в предварительные альтернативы.

В 3-ю группу окончательно сформированных альтернатив входят не все объекты ЭС, однако возможна точечная замена оборудования объектах ЭС, не вошедших в предварительные альтернативы.

1.4 Определение перечня объектов ЭС с оборудованием $v^{OЭC_j}$, подлежащим ремонту и не вошедшим в окончательную альтернативу.

Определение оборудования объектов электрических сетей, не вошедшего в перечень точно заменяемого оборудования:

$$V = \left\{ v_k^{OЭC'_j} \mid v \notin A^{OЭC_i} \wedge v \notin z_t \right\}, \quad (3.23)$$

где $v_k^{OЭC'_j}$ – k-тая единица оборудования, установленная на объектах ЭС, не вошедшая в альтернативу ТПиР района ЭС.

Так как оборудование $v_k^{OЭC'_j}$ не вошло в окончательно сформированную альтернативу и не подлежит замене в рамках инвестиционной программы, то для него рекомендовано проведение ремонтов за счет резерва денежных средств.

2 этап. Оценка альтернатив ТПиР района электрических сетей.

2 Оценка альтернатив

2.1 Определение критериев принятия решения.

Критерием принятия решения является целевая функция, представленная в работе выражением 3.9 (суммой затрат на восстановительный ремонт оборудования $C_{эj}$ и ущербом от недоотпуска электроэнергии U_j в случае выхода из строя оборудования, не вошедшего в программу ТПиР), которую следует минимизировать в условиях финансового ограничения.

2.2 Оценка альтернатив ТПиР района ЭС по критериям принятия решения.

Так как принятие решения по ТПиР района является оптимизационной задачей, то оценка осуществлялась посредством расчета составляющих целевой функции для каждой альтернативы.

3 Выбор наилучшей альтернативы

3.1 Ранжирование и выбор приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей.

3.1.1 Ранжирование альтернатив ТПиР района ЭС, включающих не все объекты ЭС рассматриваемого района (2-я и 3-я группа альтернатив).

В случае, когда в альтернативы ТПиР района ЭС вошли не все объекты ($k \neq 0$), ранжирование осуществлялось путем упорядочивания альтернатив ТПиР района ЭС в порядке возрастания значения целевой функции.

При равенстве значений целевой функции для нескольких альтернатив, они упорядочивались по увеличению капитальных затрат, определенных в соответствии с уравнением 3.10.

В этом случае, альтернатива с минимальными капитальными затратами, включающая в себя определенный вариант замены оборудования объектов ЭС, являлся наиболее приоритетной.

3.1.2 Ранжирование альтернатив ТПиР района ЭС, включающих все рассматриваемые объекты ЭС (1-я группа альтернатив).

Если все рассматриваемые объекты вошли в инвестиционную программу ($k, j = 0$), то для всех таких альтернатив значения целевой функция (выражение 3.9) будут одинаковыми и равны 0.

В этом случае альтернативы ТПиР района ЭС ранжируются по значению объема инвестиций, необходимых для их реализации (выражение 3.10).

Приоритетная альтернатива ТПиР района ЭС выбирается по минимальному значению объема инвестиций.

Описанный метод представлен на рисунке 3.2 в виде алгоритма выбора приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС.

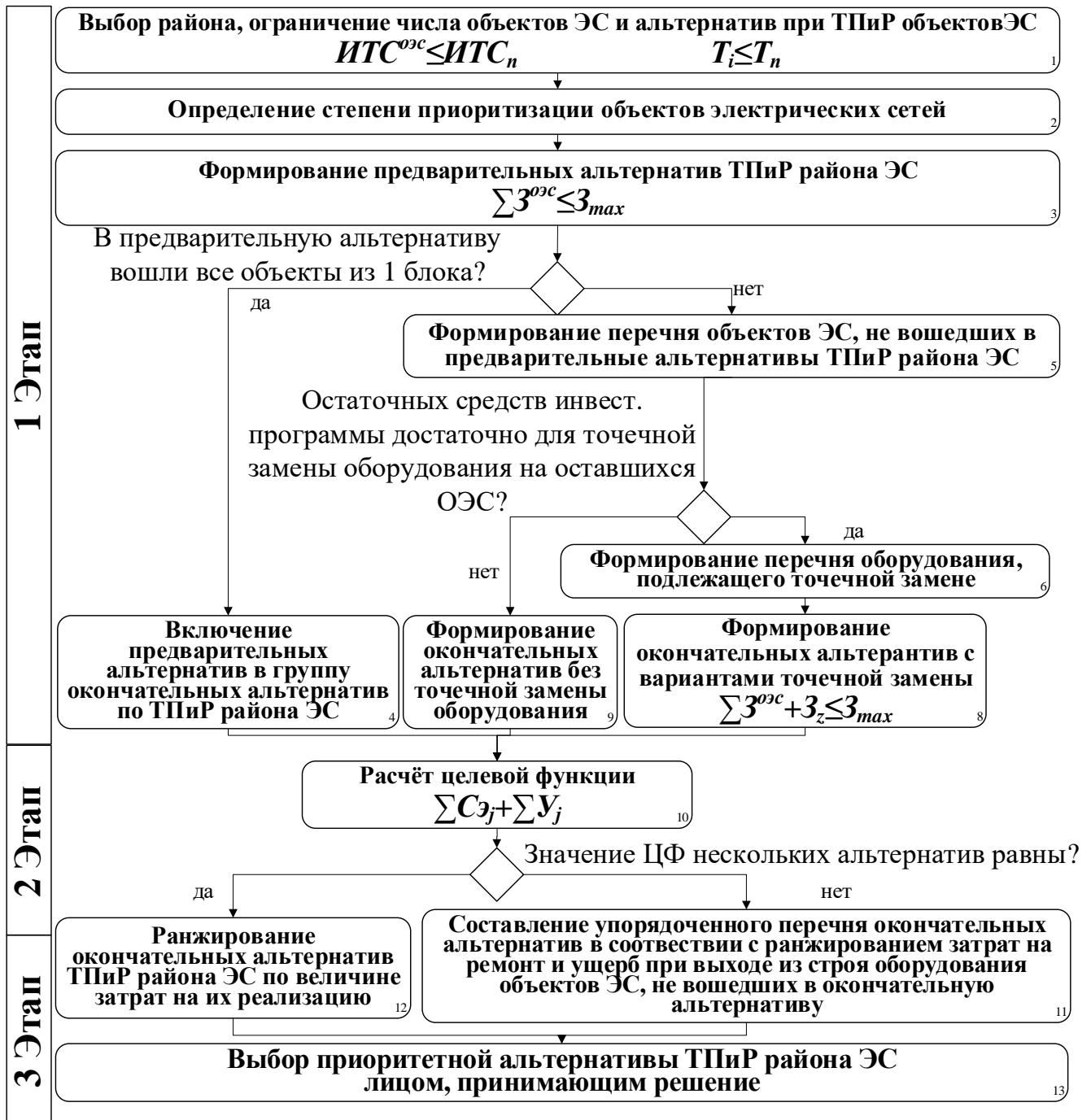


Рисунок 3.2 – Алгоритм выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей

3.4 Структурно-функциональная модель принятия решения по ТПиР района электрических сетей

Структурно-функциональная модель принятия решения по ТПиР района электрических сетей на основе вышеизложенного представлена на рисунке 3.3.

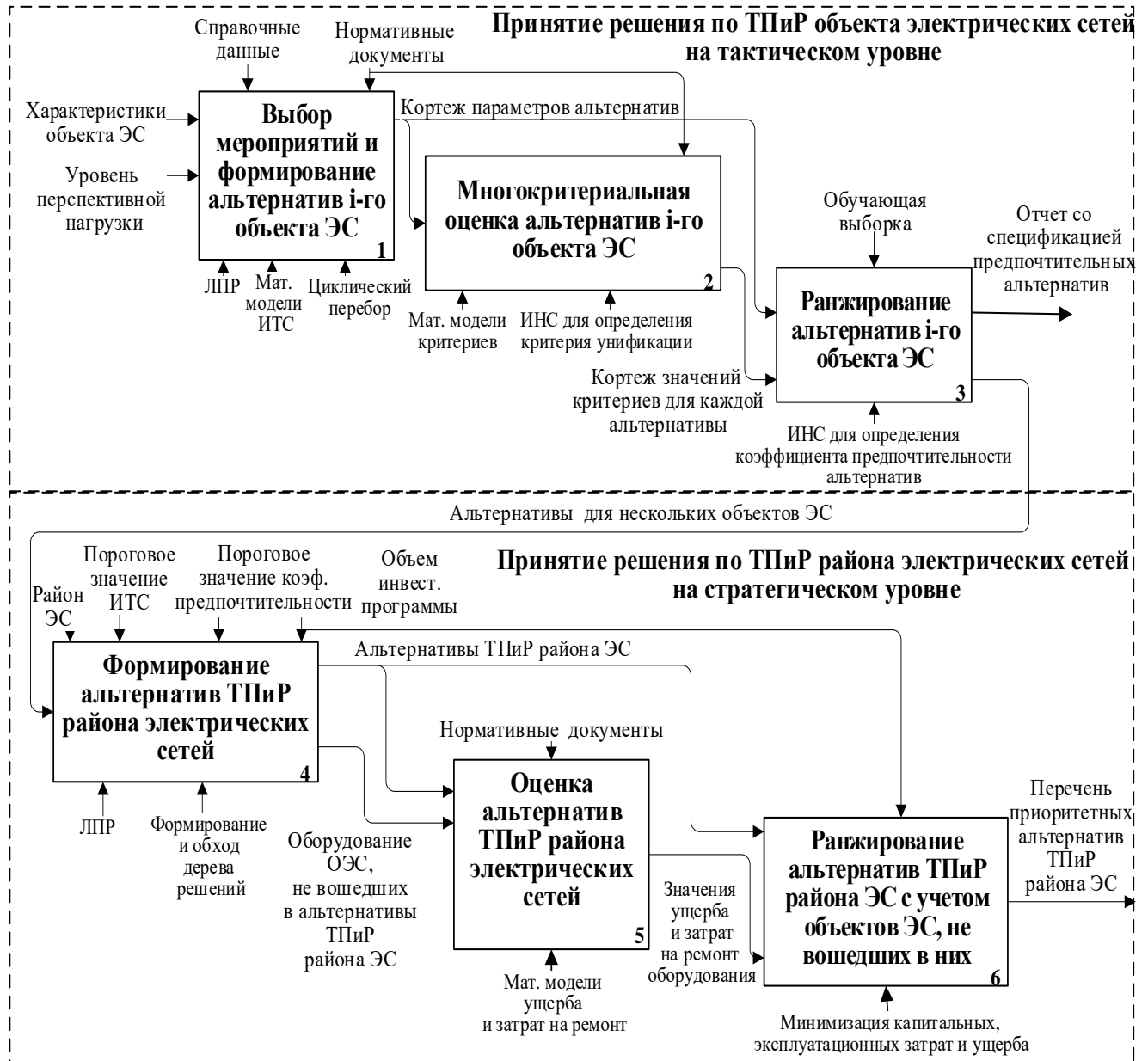


Рисунок 3.3 – Структурно- функциональная модель принятия решения по ТПиР района электрических сетей

На рисунке изображен набор блоков, описывающих модель принятия решения. Блоки изображены прямоугольниками, текст внутри блоков описывает выполняемые функции. С левой стороны блока изображаются стрелки и объекты

или информация, которые используются или преобразовываются в ходе выполнения действия, предписываемого функцией блока.

Сверху блоков изображаются стрелки и информация, используемая для управления; снизу блоков расположены стрелки и механизм, отображающий за счет чего выполняется действие. Блоки имеют выходы – информацию или объекты, которые были получены в результате выполнения действий над входами.

Разработанная структурно-функциональная модель состоит из двух уровней: тактического и стратегического. На первом (тактическом) уровне осуществлено формирование альтернатив по каждому объекту электрических сетей и их оценка, в результате чего получен проранжированный перечень предпочтительных альтернатив со спецификацией оборудования и значениями критериев оценки для каждого объекта ЭС.

На втором (стратегическом) уровне происходит формирование и ранжирование альтернатив ТПиР района электрических сетей, с учетом финансовых ограничений.

Для разбиения сложного процесса на составляющие его функции применяется принцип декомпозиции, который позволяет последовательно представить модель принятия решения в виде иерархической структуры отдельных диаграмм.

Все блоки имеют номер, указанный в правом нижнем углу. Блоки на дочерних диаграммах нумеруются согласно номеру блока родительской диаграммы. При этом, для читаемости схемы на родительской диаграмме не изображаются некоторые стрелки, используемые на дочерних. В этом случае стрелки, изображенные на дочерних диаграммах, помещаются в круглые скобки.

На рисунке 3.4 представлены результаты декомпозиции 1 блока диаграммы, реализующего выбор мероприятий по ТПиР и формирование альтернатив объекта электрических сетей.

Функции, выполняемые блоками 1.1-1.4, были реализованы при помощи положений, описанный в параграфах 2.1 – 2.2.

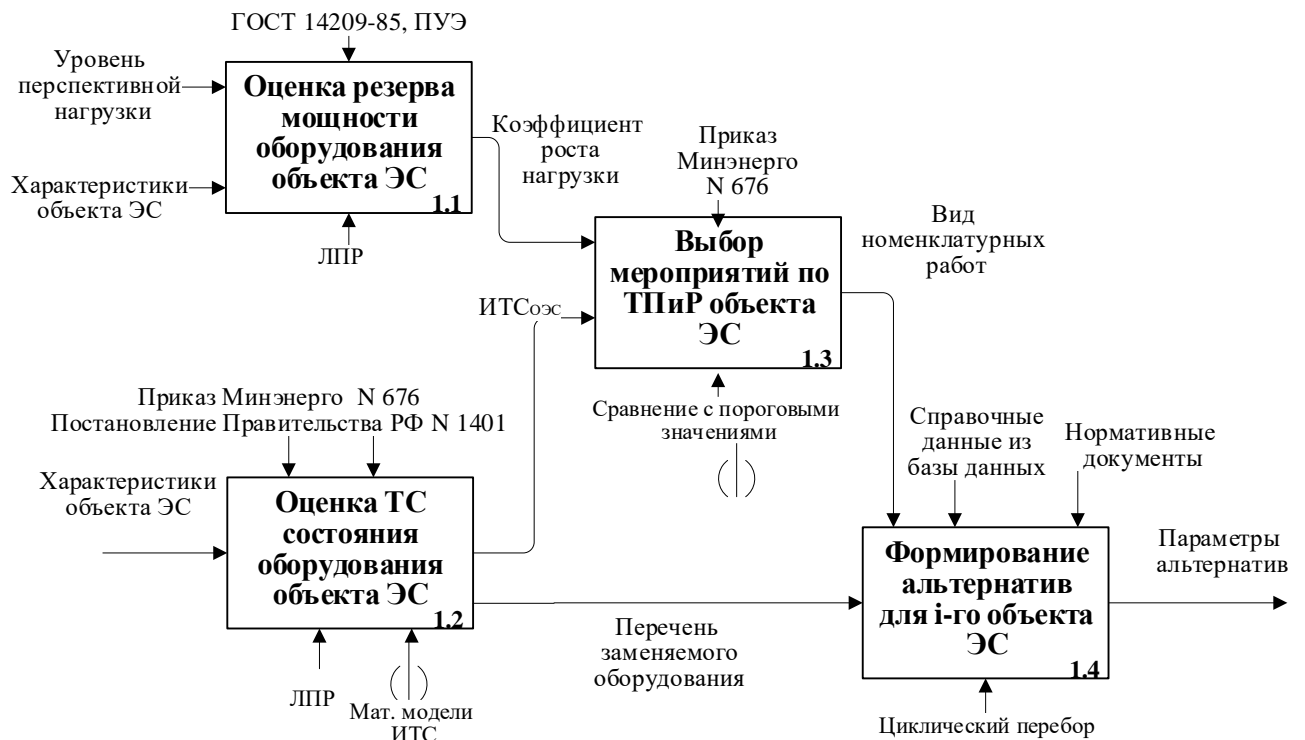


Рисунок 3.4 – Структурно- функциональная модель выбора мероприятий по ТПиР и формирование альтернатив объекта электрических сетей

На рисунке 3.5 представлены результаты декомпозиции 2 блока диаграммы, осуществляющего многокритериальную оценку альтернатив. Функции, выполняемые блоками 2.1-2.5, были реализованы при помощи положений, описанный в параграфах 2.3.

На рисунке 3.6 представлены результаты декомпозиции 3 блока диаграммы. Функции, выполняемые блоками, были реализованы при помощи метода оценки альтернатив объекта ЭС на основе искусственных нейронных сетей, описанного в параграфе 2.4.



Рисунок 3.5 – Структурно - функциональная модель многокритериальной оценки альтернатив объекта ЭС

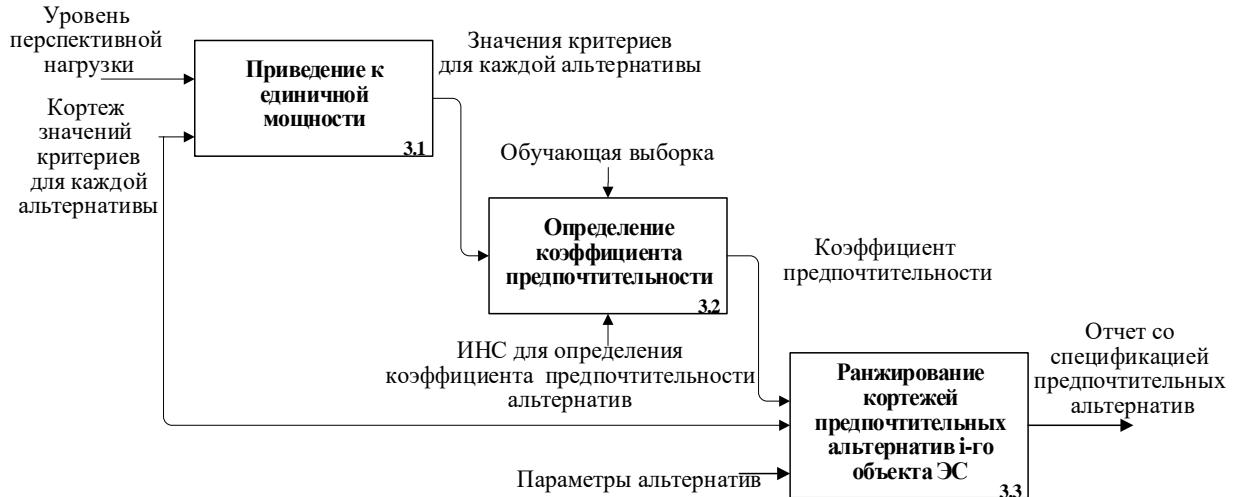


Рисунок 3.6 – Структурно- функциональная модель ранжирования альтернатив объекта ЭС

На основе результатов формирования и оценки альтернатив нескольких объектов ЭС, происходит формирование альтернатив ТПиР района электрических сетей (рисунок 3.7).

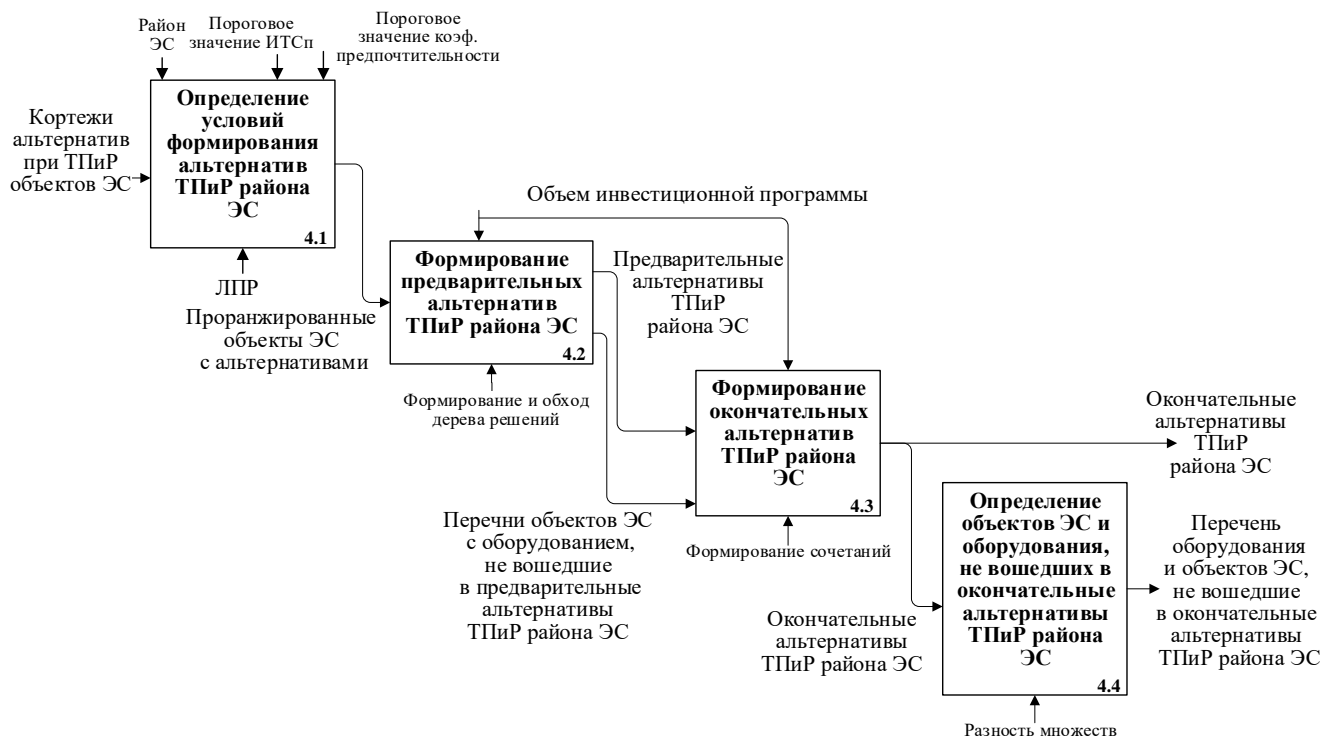


Рисунок 3.7 – Структурно- функциональная модель формирования альтернатив ТПиР района электрических сетей

Влияние условий на формирование альтернатив ТПиР района ЭС отображено в декомпозиции блока 4.1, представлено на рисунке 3.8



Рисунок 3.8 – Декомпозиция структурно- функциональной модели определения условий формирования альтернатив ТПиР района электрических сетей

Декомпозиция блока 4.2 не осуществляется, так как функция предписывает выполнение всего одного действия: формирования предварительных альтернатив ТПиР района ЭС в условиях ограничения объема инвестиционной программы.

На рисунке 3.9 представлен результат декомпозиции блока 4.3 родительской диаграммы, поясняющий формирование окончательных альтернатив ТПиР района электрических сетей, включающих точно заменяемое оборудование на объектах ЭС.



Рисунок 3.9 – Декомпозиция структурно-функциональной модели формирования окончательных альтернатив ТПИР района электрических сетей

Декомпозиция блоков 4.4, 5 и 6 не осуществляется, так как их функции предписывают выполнение последовательности одиночных действий: определения перечня оборудования и объектов ЭС, не вошедших в окончательные альтернативы ТПИР района ЭС; оценку ущерба и затрат на ремонт при выходе этого оборудования из строя; ранжирование альтернатив ТПИР района ЭС.

ВЫВОДЫ

1. Обоснованы и сформулированы условия формирования и выбора альтернативы ТПиР района ЭС: выбор района ЭС; техническое состояние оборудования; степень приоритизации объектов ЭС; вариативность предпочтительных альтернатив каждого объекта ЭС; эксплуатационные затраты, необходимые для восстановительного ремонта оборудования, не вошедшего в программу ТПиР; ущерб от недоотпуска электроэнергии из-за выхода из строя оборудования, не вошедшего в инвестиционную программу; ограниченный объем финансирования.

2 Разработана математическая модель выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей, представленная в виде системы уравнений условной оптимизации, включающая в себя: целевую функцию – минимизация затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования, не вошедшего в инвестиционную программу; ограничение – финансовый объем инвестиционной программы.

3 Предложенный метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей реализует: формирование предварительных альтернатив ТПиР района ЭС посредством алгоритма построения дерева решений и его прямого обхода в глубину с учетом ранжирования объектов ЭС по степени приоритетности, пороговых значений индекса технического состояния объектов ЭС и коэффициента предпочтительности альтернатив объектов ЭС; оценку окончательных альтернатив посредством решения оптимизационной задачи – нахождения минимума критерия затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования; ранжирование альтернатив ТПиР района ЭС по возрастанию значений целевой функции.

4 Разработана двухуровневая структурно-функциональная схема принятия решения по ТПиР района электрических сетей, содержащая: тактический уровень принятия решения по выбору предпочтительных альтернатив объектов электрических сетей; стратегический уровень принятия решения по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив объектов ЭС с учетом финансового ограничения, технического состояния оборудования, а также последствий его отказа.

4 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО ТПиР РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1 Разработка базы данных, используемой при принятии решения по ТПиР района электрических сетей

Для автоматизации принятия решения необходимо разработать базу данных (БД), содержащую всю необходимую информацию для проведения расчетов. База данных является неотъемлемой частью СППР. Однако, разработка БД производится непосредственно для решаемых задач и зависит от их специфики, поэтому использование сторонних БД для СППР невозможно.

Первым этапом создания базы данных является синтез концептуальной (инфологической) модели, отражающей предметную область с учетом логических взаимосвязей между основными понятиями – сущностями (рисунок 4.1). Сущность – это объект, о котором накапливается информация, это может быть как физический существующий объект, так и абстракция. Под атрибутами сущности понимаются ее основные свойства, характеристики и параметры. Сущность определяется набором своих атрибутов, поэтому для каждой сущности выделяется такое множество атрибутов, которое однозначно идентифицирует сущность. Между сущностями также существуют связи, позволяющие учесть отношения между ними.

Ниже приводится анализ предложенных математических моделей различных критериев. На его основе автором выделяются основные сущности: элементы и оборудование подстанций и линий электропередач, их параметры, а также некоторые понятия, которые выступают в роли сущностей и свойств, необходимых для проведения расчетов и корректного проектирования базы данных.



Рисунок 4.1 - Основные сущности и атрибуты, используемые при принятии решения по ТПиР электрических сетей

Согласно структурной модели формирования альтернатив объекта ЭС, представленной в параграфе 2.1, необходимо определение индекса технического состояния для оборудования. На основе семантического анализа нормативных документов по определению ИТС основного технологического оборудования [69] выявлены следующие сущности и их атрибуты:

- категория элемента (название основного технологического оборудования ПС и ЛЭП);
- функциональные узлы (название, категория элемента, значение весового коэффициента функционального узла, уровень напряжения, тип изоляции);
- группа параметров функционального узла (название, название функционального узла, весовой коэффициент группы параметров функционального узла);
- параметр функционального узла (название, название группы параметров, единицы измерения).

На основе семантического анализа отраслевых стандартов [93], [94], [96] были выявлены следующие сущности, характеристики которых необходимы для расчета экономического критерия:

- для воздушных линий: класс напряжения, тип опор (стальные или железобетонные), количество цепей на опоре (1 или 2), сечение проводника в фазе, стоимость ВЛ;

- для подстанций: класс напряжения, число и тип выключателей (воздушный, масляный, вакуумный, элегазовый), тип трансформаторов (35/НН, 110/НН, 110/35/НН); стоимость трансформаторов и выключателей. Следует отметить такую характеристику подстанций, как постоянная часть затрат, зависящую от класса напряжения и схемы распределительного устройства.

Для расчета годовых потерь электроэнергии согласно [86], [97] необходимы следующие характеристики объектов:

- укрупненные постоянные потери на подстанциях в зависимости от класса напряжения и типа схемы;

- укрупненные постоянные потери в линиях в зависимости от сечения фазного проводника, класса напряжения, типа линии, типа опор, числа цепей;

- потери холостого хода и короткого замыкания в трансформаторах;

- удельное сопротивление провода.

Для расчета критерия площади отвода земель необходимо добавить к сущностям «Подстанция» и «Линия» атрибут, характеризующий величину занимаемой ими площади [104]. При этом устанавливаются связи с сущностями «Напряжение», «Схема», «Цепи», «Опоры» так как их атрибуты влияют на величину площади отвода земель.

Для линий электропередач и подстанционного оборудования (трансформаторы, шины, выключатели, разъединители) основными параметрами, обуславливающими величину экономического ущерба от нарушения электроснабжения, являются [75]: параметр потока отказов, среднее время восстановления работоспособности после аварии; частота проведения плановых ремонтов, средняя продолжительность нахождения элемента в плановом простое.

Также для учета топологии типовых схем [80] при расчете этого критерия введены сущности «Категория элементов» и «Элемент на схеме»: последняя ставит в соответствие элементы, позицию этих элементов на типовых схемах, а также название типовых схем. Сущность «Отключение» представляет собой матрицу состояний и событий, отражает отключение потребителей подстанции при различных сочетаниях аварий и ремонтов на ЛЭП и ПС.

Стоимость ремонта оборудования [99] является атрибутом для сущностей: «Трансформатор», «Линия», «Выключатель», «Сборные шины», «Разъединитель».

Элементы концептуальной модели являются исходными данными для решения задачи второго этапа проектирования БД: разработки даталогической модели [122]. Так как выбирается реляционная модель данных, то необходимо решить задачи, касающиеся нормализации: определить первичные и внешние ключи, преобразовать сущности в отношения, устранить избыточное дублирование данных путем декомпозиции отношений на несколько взаимосвязанных; определить степень связи сущностей и преобразовать связи многие-ко-многим в связи один-ко-многим [123].

В результате разработки логической модели некоторые свойства были выделены в отдельные сущности со своими параметрами, а также преобразованы связи [124]. В даталогической модели сущности представлены в виде таблиц с указанием первичных и внешних ключей, а атрибуты в виде их полей, с указанием типов данных.

Таблица «Напряжение» содержит поле со значением напряжений ПС и ЛЭП.

Таблица «Линия» содержит поля, характеризующие свойства линии электропередачи: капиталовложения в линию, постоянные потери в элементах ЛЭП, параметры надежности, занимаемую площадь. Связь с числом цепей, типом проводника, опор, категорией элемента осуществляется при помощи соответствующих внешних ключей (ВК). Таблица «Цепи» содержит поле со значением цепей. Таблица «Опоры» содержит поле с названием типов опор. Таблица «Проводник» содержит поля с названием марки токоведущей части, сечения, длительно допустимого тока и активного сопротивления. Так как свойства проводника зависят от напряжения, то осуществляется связь через внешний ключ.

Таблица «Схема» содержит поля с названием схемы, числом высоковольтных выключателей и трансформаторов.

Таблица «Трансформатор» содержит поля с маркой, значениями мощности, потерь холостого хода и короткого замыкания, цены, стоимости ремонта, показателей надежности. Также выбраны внешние ключи, осуществляющие связь с таблицами «Напряжение», «Категория элементов», «Число обмоток». Таблица «Число обмоток» содержит поле со значением, характеризующим конструкцию трансформатора: двухобмоточный или трехобмоточный.

Таблицы «Сборные шины», «Разъединители» содержат поля с марками, стоимостью ремонта, показателями надежности. Осуществлена связь через внешние ключи с таблицами «Напряжение», «Категория элементов».

Таблица «Выключатели» содержит поля с маркой, стоимостью выключателя и его ремонта, показателями надежности. Осуществлена связь через внешние ключи с таблицами «Напряжение», «Категория элементов».

Таблица «Подстанция» содержит поля со значениями постоянных потерь электроэнергии, площади, постоянных затрат. Осуществлена связь через внешние ключи с таблицами «Напряжение», «Число обмоток», «Схема».

Таблица «Категория элементов» содержит поле с названием категории. Таблица «Номер элемента на схеме» содержит поле с позицией на схеме и внешние ключи таблиц «Схема» и «Категория элементов». Эта таблица позволяет установить соответствие между элементом из определенной категории и его положением на определенном типе схем.

Таблица «Отключение подстанции» содержит поле со значениями 0 или 1 и двумя внешними ключами «Номер элемента на схеме». Введение этой таблицы необходимо для расчета критерия надежности таблично-логическим методом. При отключении подстанции в случае одновременного отказа и/или ремонта двух элементов (двух экземпляров таблицы «Номер элемента на схеме») значение равно 1, при сохранении питания 0.

Результаты расчетов для объекта ЭС также сохраняются в базе данных в таблице «ТПиР объекта ЭС», атрибутами которой являются район электрической

сети, имя подстанции, название ее ЦП и расстояния до них, конфигурация схемы подключения, уровень перспективной нагрузки и внешние ключи, позволяющие установить связь с сущностями, описывающими все характеристики объекта: тип линии, сечение фазного провода, тип изоляции, вид основного потребителя, тип и мощность установленного оборудования и т.д.

В результате второго этапа автором была разработана нормализованная схема БД [123] с учетом реляционной модели, определены названия таблиц, тип данных и размер для каждого поля. В виде ER-диаграммы (рисунок 4.2) в нотации Crow's Foot [125] представлен фрагмент даталогической модели (в целях наглядности на рисунке не приведена таблица, служащая для сохранения вводимых данных и результатов расчетов).

4.2 Разработка и программная реализации алгоритма определения предпочтительных решений при ТПиР объектов электрических сетей

В соответствии с материалом, изложенным в главах 2 и 3, разрабатываемая СППР должна выполнять следующие функции [126]:

- возможность ввода информации об электроэнергетических объектах, сведений о потребителях: как справочных, так и характеристик рассматриваемого оборудования;

- определение списка оборудования, подлежащего замене, на основе данных о техническом состоянии оборудования. Возможность использования данных, полученных из других систем, для удовлетворения таким принципам проектирования программного обеспечения как открытость, совместимость и модульность;

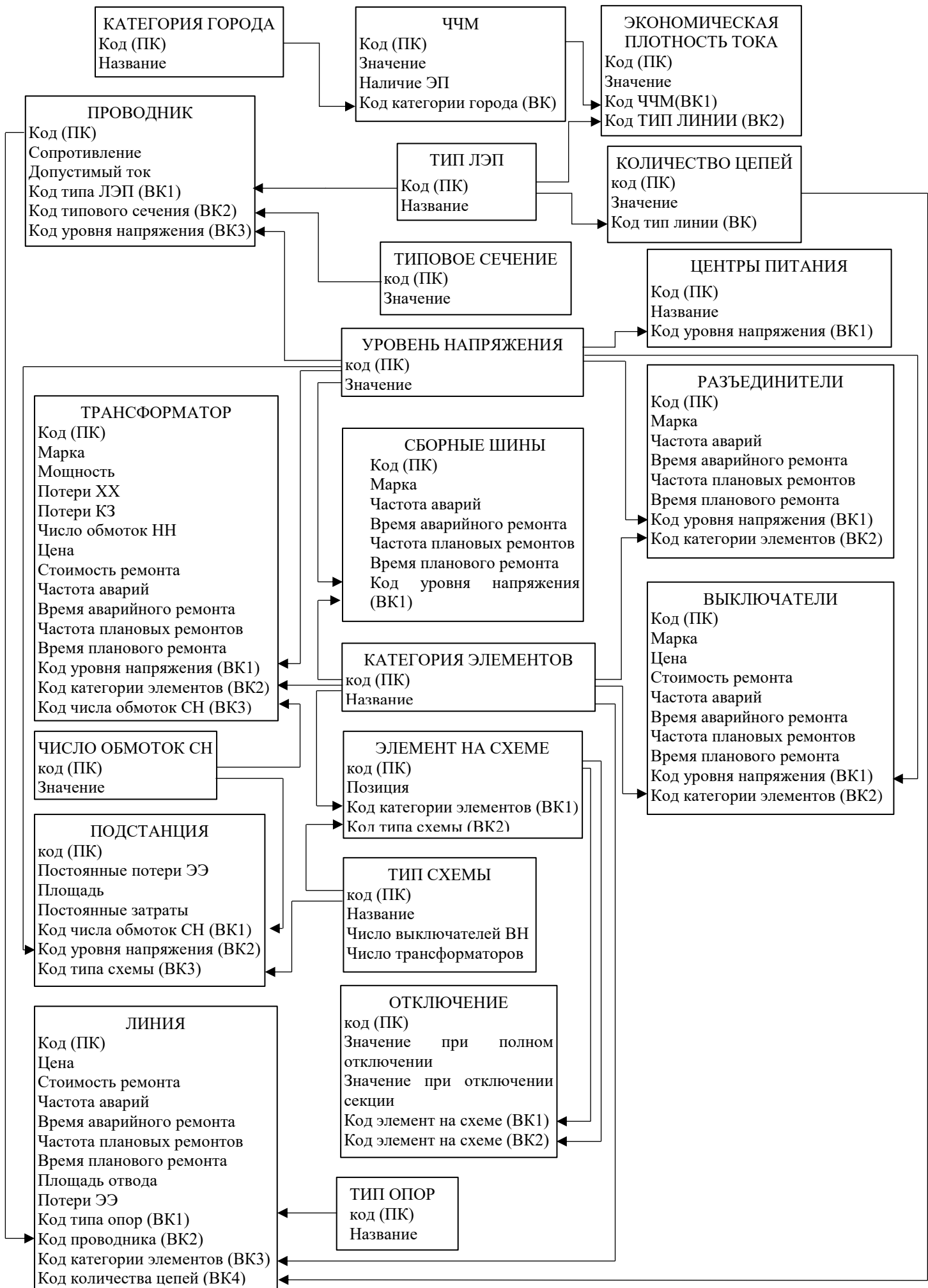


Рисунок 4.2 – Фрагмент даталогической модели базы данных

- выбор мероприятий по ТПиР на основе уровня перспективной электрической нагрузки и технического состояния оборудования;
- автоматическое формирование альтернатив с учетом технологической связанности оборудования;
- расчет частных критериев оценки для сгенерированных альтернатив: дисконтированных затрат, ущерба от перерыва в электроснабжении, потерь электроэнергии, площади отводимых земель, унификации оборудования;
- определение предпочтительного варианта ТПиР электроэнергетических объектов на основе технологии нейронных сетей;
- вывод отчета с проранжированными по степени предпочтительности альтернативами объекта ЭС, включающего параметры альтернатив и значения критериев оценки;
- определение приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей, сформированной из предпочтительных альтернатив объектов ЭС;
- вывод отчета с приоритетной альтернативой ТПиР района электрических сетей с номенклатурными параметрами оборудования и значениями критериев для каждого объекта;
- вывод отчета с проранжированными альтернативами ТПиР района электрических сетей;
- сохранение введенной информации, а также результатов работы программы.

В работе для выполнения указанных функций и с учетом материала, изложенного в параграфе 3.4, а также исходя из классических подходов (параграф 1.2) к архитектуре СППР, предложен следующий ее состав:

- база данных, содержащая номенклатурные параметры объектов электрической сети, агрегирующая используемую при расчетах информацию, сохраняющая введенную информацию и результаты расчетов, а также устанавливающая семантические взаимосвязи между сущностями;
- модуль выбора мероприятий по ТПиР, позволяющий определить техническое состояние, сформировать список заменяемого оборудования, в том

числе на основе данных из других информационных систем, выбрать в качестве мероприятий техническое перевооружение или реконструкцию в зависимости от уровня нагрузки и ИТС оборудования, определить вид номенклатурных работ;

- модуль автоматического формирования альтернатив, позволяющий рассчитать параметры оборудования, а также сформировать различные сочетания при замене нескольких единиц оборудования за счет вариативности их характеристик;

- модуль расчета частных критериев оценки сформированных альтернатив без участия экспертов;

- модуль определения предпочтительной альтернативы объекта ЭС на основе искусственных нейронных сетей;

- модуль формирования альтернатив ТПиР района электрических сетей, позволяющий учесть степень приоритетности объектов ЭС, пороговые значения индекса технического состояния оборудования и коэффициента предпочтительности альтернатив объектов ЭС;

- модуль выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей, учитывающий финансовый объем инвестиционной программы, минимум эксплуатационных затрат и ущерба от перерыва в электроснабжении при выходе из строя оборудования, не вошедшего в альтернативу ТПиР района ЭС.

Разработанная архитектура СППР представлена на рисунке 4.3.



Рисунок 4.3 – Предлагаемая архитектура СППР

Для удовлетворения описанных требований и реализации функциональных возможностей модулей выбран объектно-ориентированный подход. Средой разработки выбрана Visual Studio, язык разработки – C# для использования на ПК на платформе Windows. Выбор Microsoft Visual Studio обусловлен тем, что это интегрированная среда разработки, позволяющая создавать консольные приложения, использовать сторонние дополнения и библиотеки для расширения функциональности. Выбранные инструментальные средства разработки могут использоваться бесплатно для разработки, тестирования и демонстрации приложений.

Для реализации физической модели БД использовалась СУБД SQL Server 2014 Management Studio. Выбор СУБД обусловлен использованием объектно-ориентированного программирования, реляционной структурой данных. Укрупненная схема алгоритма работы программы представлена на рисунке 4.4 в виде диаграммы активностей.

В алгоритме расчета программной системы можно выделить два блока: первый реализует математические модели по оценке технического состояния оборудования, выбора мероприятий по ТПиР, формирования альтернатив и расчета частных критериев их оценки. Второй реализует математическую модель принятия решения и выдает рекомендации лицу, принимающему решение, список наиболее предпочтительных альтернатив с значениями критериев.

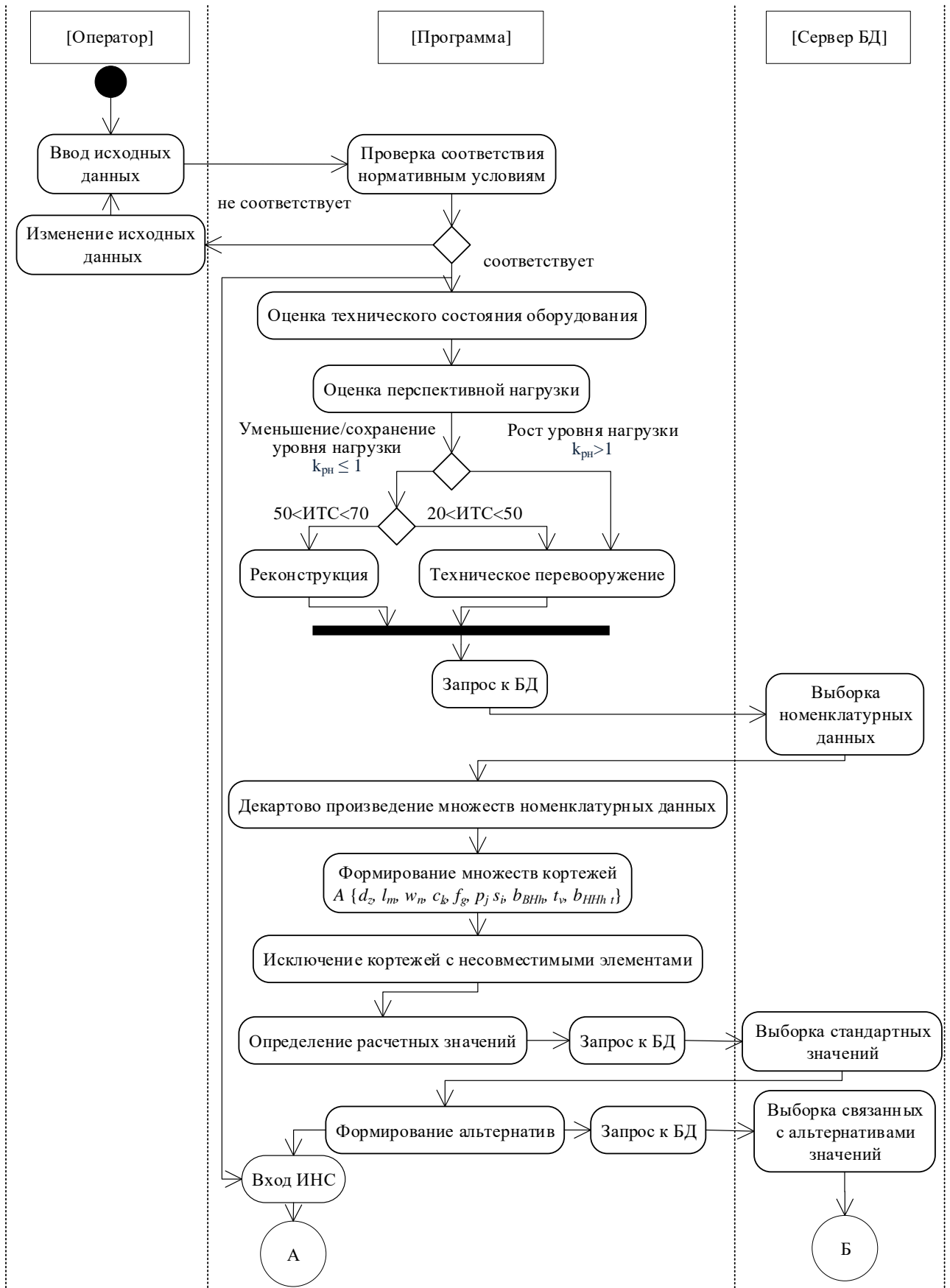
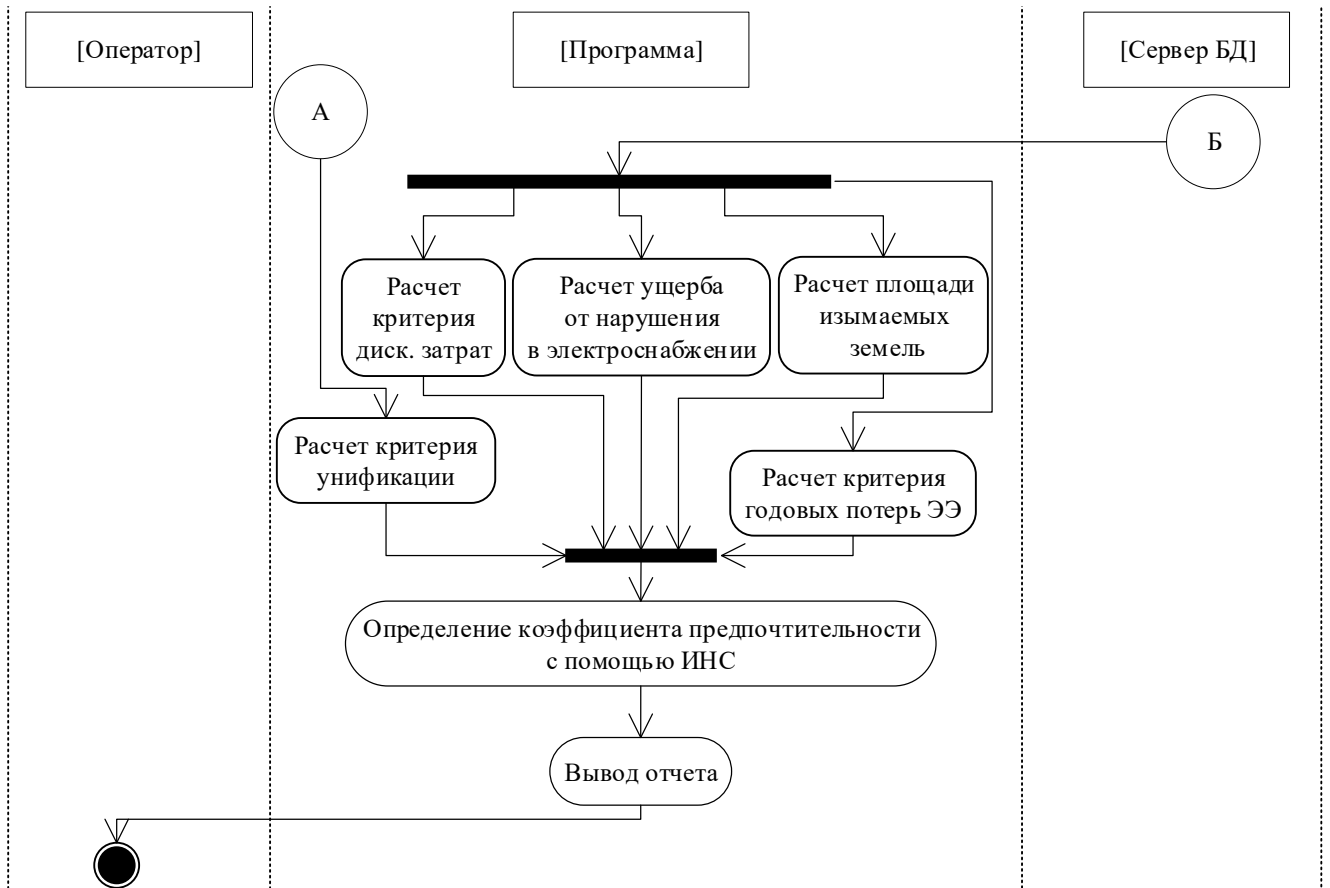


Рисунок 4.4 – UML-диаграмма активностей, отображающая алгоритм работы системы



Продолжение рисунка 4.4

При запуске программы сначала появляется главное окно программы, позволяющее вносить данные об анализируемом проекте (рисунок 4.5). Окно разбито на несколько частей: характеристики центра питания и линий электропередач, характеристики потребителей и характеристики подстанции.

Внизу расположены кнопки для добавления в базу данных, очистки полей, ввода параметров ТС оборудования, выбора предпочтительных альтернатив объекта электрических сетей.

Проект База данных О программе

Название подстанции: Степановская РЭС ЦПО

Характеристики источника и ЛЭП

Выберите источник питания:

Напряжение источника питания:

Выберите схему питания:

Расстояние до источника питания: км

Тип ЛЭП:

Тип опор:

Число цепей:

Сечение фазы:

Тип изоляции:

Осложняющие условия:

Трасса в городе км

Болотистый участок км

Горный участок км

Название	Способ присоединения	Расстояние, км	Тип ЛЭП, км
ВЛ Оренбургская-Каргалинская	Радиальная	5	Воздуш

Характеристики потребителя

Потребляемая активная мощность: 7490 кВт

Вид основного потребителя: Жилищно-коммунальный с

Категория надежности потребителя: Вторая

Уровень напряжения потребителя 1 (НН): 10

Уровень напряжения потребителя 2 (СН): 35

Число часов использования максимума нагрузки: 7280

Характеристики подстанции

Типовая схема: 4Н

Тип выключателей:

Тип выключателя ВН: Масляный бакоть

Тип выключателя СН: Маломасляный

Тип выключателя НН: Маломасляный

Мощность трансформатора: 10 МВА

Тип вводов: Герметичный ввод

Рисунок 4.5 – Интерфейс главного окна программы

После введения информации в главное окно программы оператор переходит в модуль оценки технического состояния оборудования, интерфейс которого представлен на рисунке 4.6. При наличии значения ИТС оборудования из других информационных систем в соответствующую графу окна (ИТС_{об}) вводятся данные. При неудовлетворительном состоянии оборудования в графе «Добавить в программу ТПиР» автоматически проставляется галочка. По усмотрению оператора возможно добавление или исключение оборудования из списка заменяемых объектов.

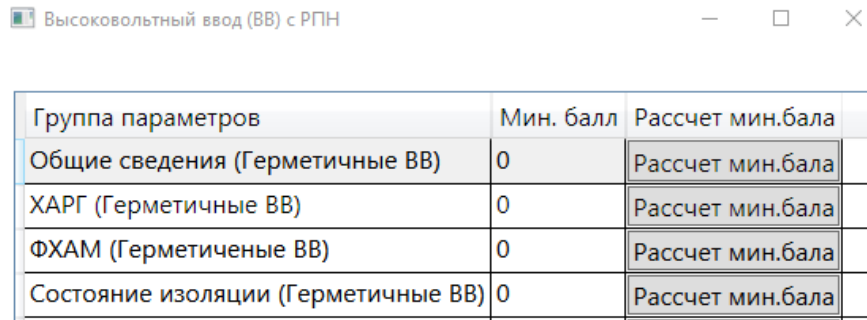
Класс оборудования	Добавить в программу ТПИР	ИТСоб	Ввод параметров и расчет ИТС
Выключатель НН на позиции ВВ НН 1	<input type="checkbox"/>		Ввод и расчет
Выключатель НН на позиции ВВ НН 2	<input type="checkbox"/>		Ввод и расчет
Трансформатор на позиции Т1	<input checked="" type="checkbox"/>	30	Ввод и расчет
Трансформатор на позиции Т2	<input type="checkbox"/>		Ввод и расчет
Выключатель ВН на позиции В 1	<input type="checkbox"/>		Ввод и расчет
Выключатель ВН на позиции В 2	<input type="checkbox"/>		Ввод и расчет
Линия от источника 1	<input type="checkbox"/>		Ввод и расчет
Линия от источника 1	<input type="checkbox"/>		Ввод и расчет
Выключатель ВН на позиции В1 ЛЭП 1	<input type="checkbox"/>		Ввод и расчет
Выключатель ВН на позиции В2 ЛЭП 2	<input type="checkbox"/>		Ввод и расчет
Выключатель НН на позиции СВ НН	<input type="checkbox"/>		Ввод и расчет

Рисунок 4.6 – Интерфейс окна модуля расчета технического состояния оборудования электросетевого объекта

При отсутствии рассчитанного значения ИТС оборудования после нажатия на кнопку «Ввод и расчет» появляются окна, позволяющие рассчитать значение ИТС согласно алгоритму, изложенному в параграфе 2.1. Интерфейсы окон (на примере силового трансформатора) для ввода баллов параметров, расчета общего балла группы параметров, а затем индекса технического состояния узлов, представлены на рисунках 4.6-4.9.

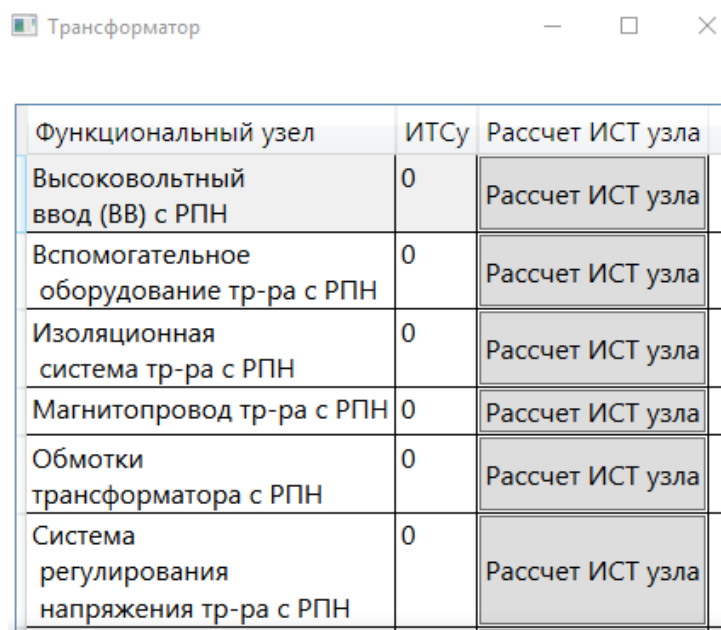
Параметр	балл параметра	Фактическое значение	Нормируемое значение	Единица измерения
Срок службы	0			
Отсутствие течи масла	0			
Отсутствие дефектов покраски	0			
Равномерное распределение температуры при тепловизионном контроле	0			
Давление масла	0			
Исправность маслоотборного устройства	0			
Отсутствие нагрева крышки измерительного конденсатора	0			
Отсутствие нагрева контактных соединений	0			

Рисунок 4.7 – Интерфейс окна модуля определения баллов параметров «общие сведения» для высоковольтного ввода трансформатора



Группа параметров	Мин. балл	Расчет мин.бала
Общие сведения (Герметичные ВВ)	0	Расчет мин.бала
ХАРГ (Герметичные ВВ)	0	Расчет мин.бала
ФХАМ (Герметичные ВВ)	0	Расчет мин.бала
Состояние изоляции (Герметичные ВВ)	0	Расчет мин.бала

Рисунок 4.8 – Интерфейс окна модуля определения минимального балла группы параметров функционального узла (высоковольтного ввода) трансформатора



Функциональный узел	ИТСу	Расчет ИСТ узла
Высоковольтный ввод (ВВ) с РПН	0	Расчет ИСТ узла
Вспомогательное оборудование тр-ра с РПН	0	Расчет ИСТ узла
Изоляционная система тр-ра с РПН	0	Расчет ИСТ узла
Магнитопровод тр-ра с РПН	0	Расчет ИСТ узла
Обмотки трансформатора с РПН	0	Расчет ИСТ узла
Система регулирования напряжения тр-ра с РПН	0	Расчет ИСТ узла

Рисунок 4.9 – Интерфейс окна модуля расчета индекса технического состояния функциональных узлов трансформатора

После ввода параметров технического состояния оборудования и возврата на главное окно, при нажатии кнопки «Выбор предпочтительных вариантов» (рисунок 4.5) происходит расчет по разработанному алгоритму, представленному на рисунке 4.4.

На рисунке 4.10 представлен интерфейс окна с результатами работы программы. Выводится отчет, содержащий все параметры альтернатив, рассчитанные для них критерии, а также коэффициент предпочтительности, на основе которого осуществляется ранжирование.

Источник	Тип про	Нл	Нц	Тип опоры	Сет	Источник	Тип прс	Нц	Тип опо	Сет	Тип схемы	Мощ. тр-р	Тип вык ВН	Т. в	Тип вык НН1	Затраты тыс.руб	Потери тыс.кВтч	Ущерб тыс.руб/год	Площадь м2	Униф	Коеф. предпочтите	

Выбрать лучшую альтернативу Параметры интеллектуального выбора Сохранить

Рисунок 4.10 – Пример интерфейса окна с результатами формирования и оценки альтернатив объекта электрических сетей

Для сохранения информации об электроэнергетических объектах, сведений о потребителях, данных о техническом состоянии используемого оборудования, результатах расчетов все модули связаны с базой данных.

Тестирование и апробация разработанного алгоритма производится в составе системы поддержки принятия решения по ТПиР для Центрального района электрических сетей Оренбургской области и представлены в параграфе 4.4. Альтернативы (в части параметров оборудования подстанций) для рассматриваемых в работе объектов приведены в приложении Д.

4.3 Разработка и программная реализации алгоритма выбора альтернативы ТПиР района электрических сетей

На основании разработанной модели определения предпочтительных альтернатив объекта электрических сетей автором был разработан алгоритм, позволяющий осуществить поиск приоритетного варианта ТПиР района ЭС среди сочетаний наиболее предпочтительных альтернатив для нескольких объектов.

Реализация описанного алгоритма представлена на рисунке 4.11.

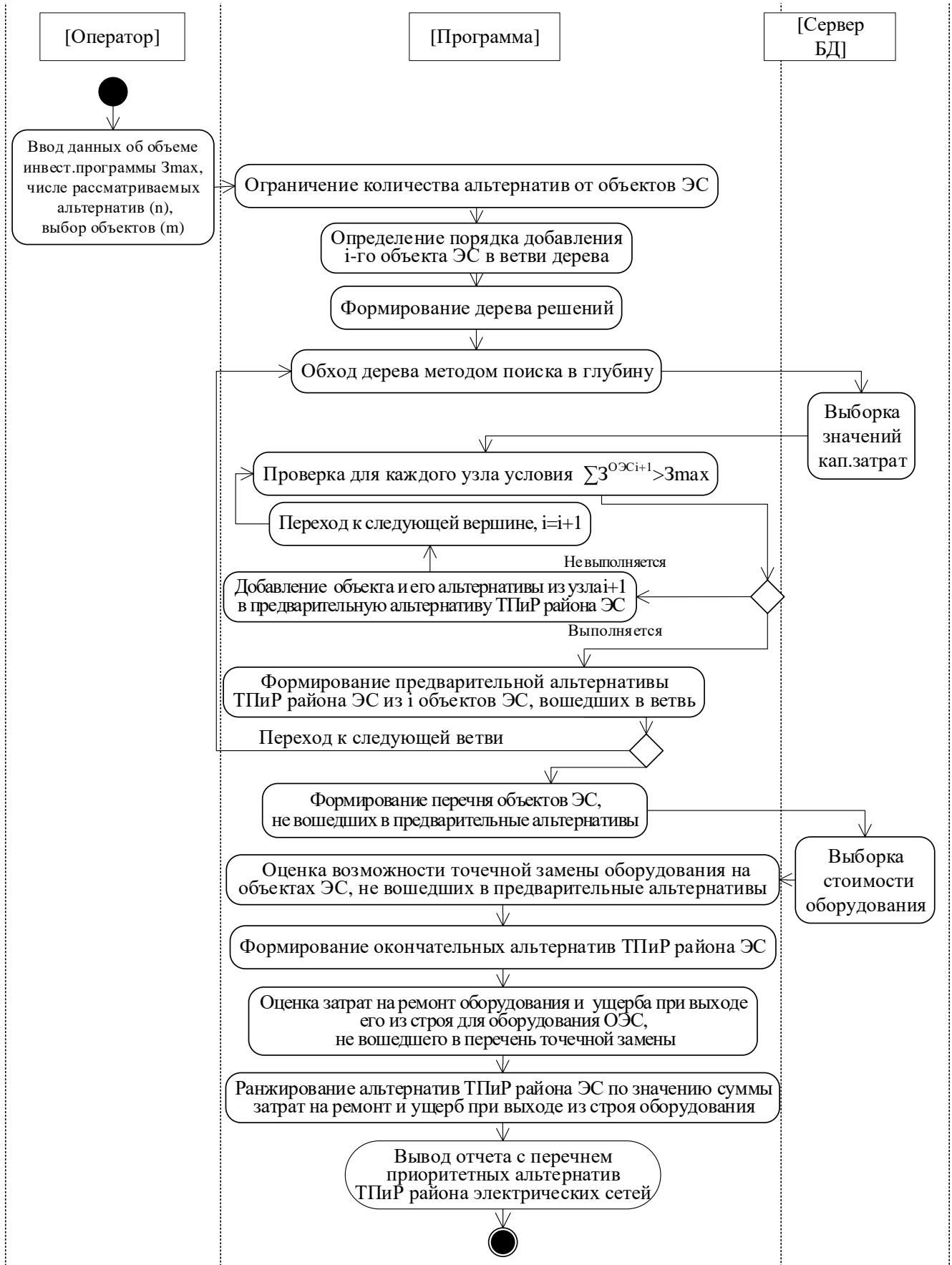


Рисунок 4.11 – UML-диаграмма активностей по формированию альтернатив ТПиР района электрических сетей

Элементы интерфейса, реализующего алгоритм представлены на рисунке 4.12.

Оператором выбирается район электрических сетей, рассматриваемые объекты, число предпочтительных альтернатив для каждого объекта, участвующих в формировании альтернатив ТПиР района ЭС, а также объем инвестиционной программы.

После нажатия кнопки «Сформировать программу ТПиР» в окне «Объекты, подлежащие ТПиР» появляется список объектов электрической сети с конкретными альтернативами, учитывающий ограничения и целевую функцию оптимизационной задачи. Ниже во второй таблице выводятся объекты, не вошедшие в программу ТПиР, а также предполагаемые затраты на ремонт и ущерб от недоотпуска электроэнергии в случае выхода из строя оборудования.

Первым в таблицах выводится такой план ТПиР района электрических сетей, при реализации которого ущерб и затраты на ремонт оборудования объектов, не вошедших в ТПиР, будут минимальными.

Название района электрических сетей
 Название подстанции

Объем финансовой программы, тыс. руб
 Число рассматриваемых альтернатив для каждого объекта

Объекты, подлежащие ТПиР

Название	Кап. затраты тыс.руб	Источник 1	Тип проводника	№	Тип опоры	Сечение	Источник 2	Тип проводника	№	Тип опоры	Сечение	Тип схемы	Мощность тр-ра МВА	Тип вык ВН	Тип вык Н

Объекты, не вошедшие в программу ТПиР

Название	Затраты на эксплуатацию, тыс.руб	Ущерб от недоотпуска ЭЭ, тыс.руб

Рисунок 4.12 – Интерфейс окна модуля, реализующего оценку альтернатив ТПиР района электрических сетей

4.4 Апробация разработанной системы поддержки принятия решения по ТПиР района электрических сетей на примере Центрального района электрических сетей Оренбургской области

4.4.1 Характеристика объектов Центрального района электрических сетей

Согласно анализу перспективной нагрузки и технического состояния объектов ЭС в программу технического перевооружения и реконструкции Центрального района электрических сетей Оренбургской области включены подстанции «Степановская», «Сельская», «Степная» и «Юго-Восточная».

Характеристики подстанций представлены ниже.

1 ПС 35/10кВ «Степановская» (рисунок 4.13).

На подстанции установлено 2 силовых трансформатора мощностью по 6,3 МВА каждый. В настоящий момент при аварийных или ремонтных режимах максимальная нагрузка составляет 156 А, что превышает пропускную способность трансформатора, составляющую 104 А.

На подстанции установлены масляные выключатели типа ВК-10, снятые с производства. В связи с чем проведение их капитального ремонта невозможно.

2 ПС 110/35/10кВ «Сельская» (рисунок 4.13).

На подстанции установлено 2 силовых трансформатора мощностью 16 и 10 МВА. Согласно заявкам на технологическое присоединение к 2020 году максимальная нагрузка составит 147 А, что превышает пропускную способность трансформаторов в нормальном режиме, составляющую в сумме 130 А.

Год ввода в эксплуатацию основного оборудования – 1970. Срок полезного использования основных средств закончился. Проведение плановых и аварийных ремонтов оборудования не позволяет достигнуть удовлетворительного технического состояния.

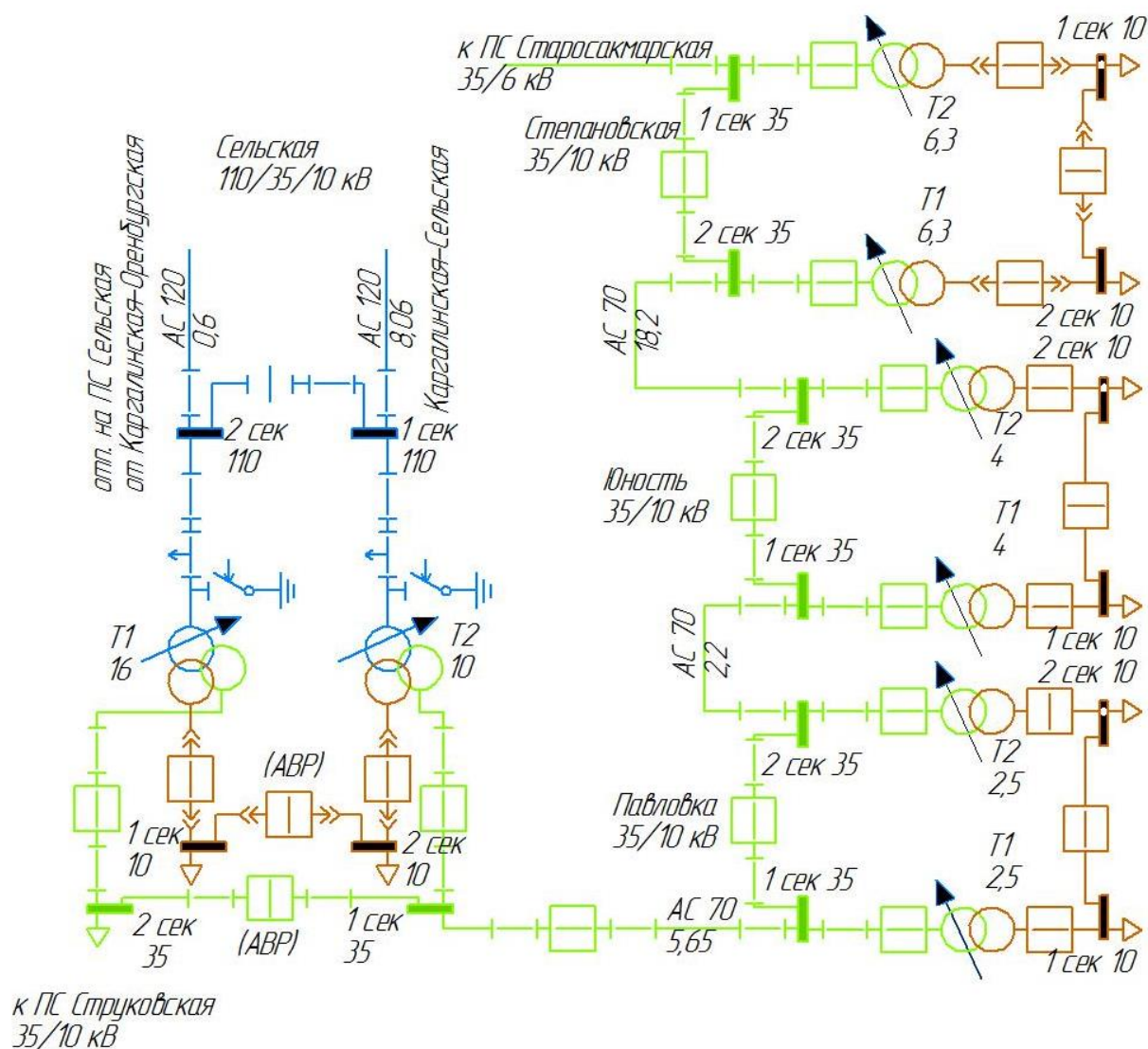


Рисунок 4.13 – Однолинейная схема ПС Сельская и ПС Степановская

3 ПС 110 /10 кВ «Степная» (рисунок 4.14).

На подстанции установлено 2 силовых трансформатора мощностью 25 МВА каждый. Согласно заявкам на технологическое присоединение возникает необходимость присоединения энергопринимающих устройств с максимальной мощностью 14,62 МВт. Таким образом, в нормальном режиме максимальная нагрузка составит 90 А на трансформаторе Т1 и 134 А на трансформаторе Т2 при пропускной способности 126 А каждого.

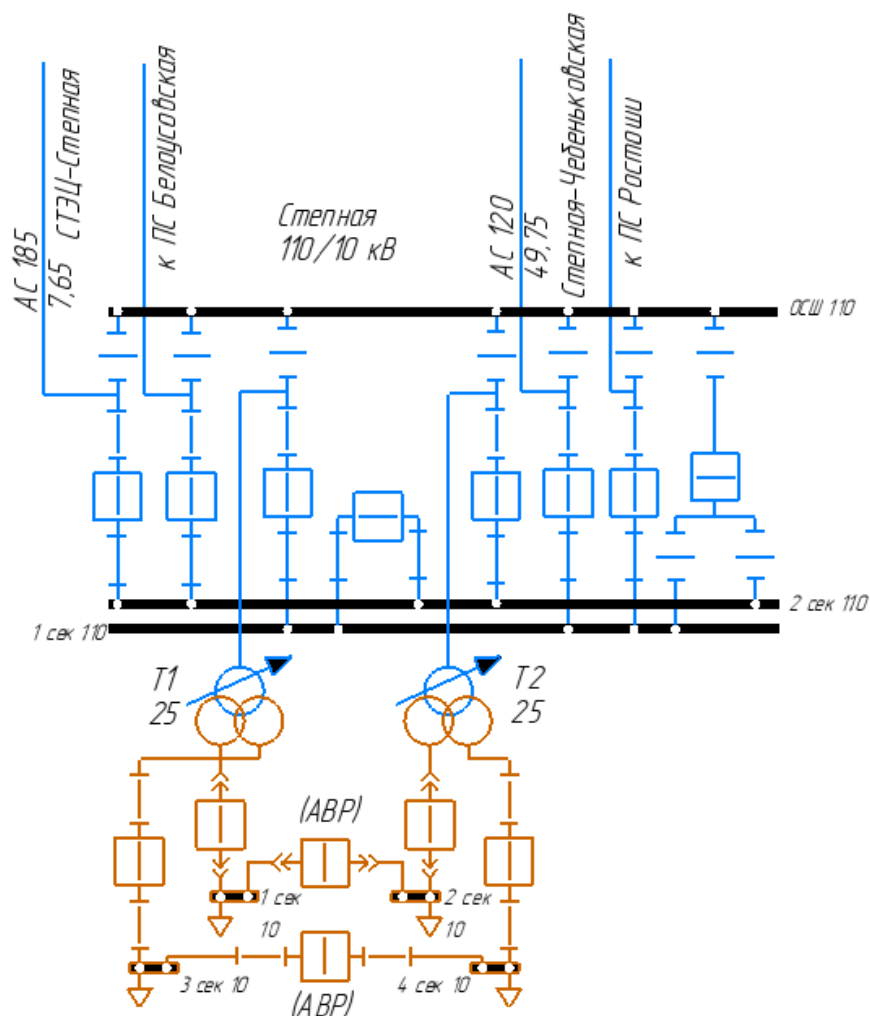


Рисунок 4.14 – Однолинейная схема ПС Степная

4 ПС 110/10/6кВ «Юго-Восточная» (рисунок 4.15).

На подстанции установлено 2 трансформатора мощностью 40 МВА каждый. Согласно заявкам на технологическое присоединение к 2020 году максимальная нагрузка составит 253 А, что не превышает пропускную способность трансформаторов составляющую в сумме 420 А в нормальном, режиме. При аварийном режиме необходим перевод нагрузки по сети 10 (6) кВ.

Год ввода в эксплуатацию основного оборудования – 1968 г. Срок полезного использования основных средств закончился. ПС является опорной для города, имеются потребители первой категории надежности: объекты социальной и коммунальной инфраструктуры.

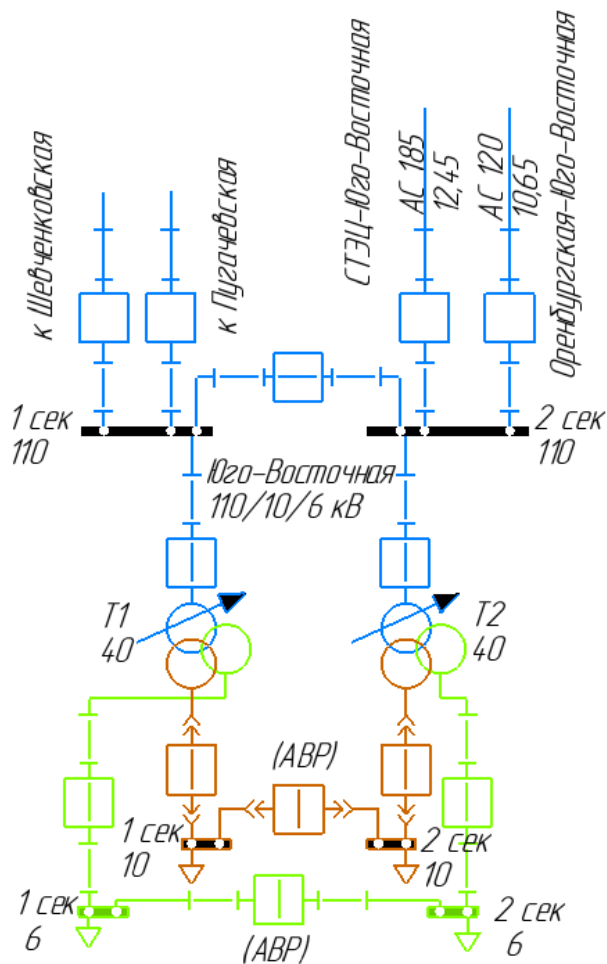


Рисунок 4.15 – Однолинейная схема ПС «Юго-Восточная»

Состав оборудования на подстанциях, максимальная нагрузка и пропускная способность представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристики подстанций ЦЭС

Объект	Тип выключателей (ВН/СН/НН)	Мощность трансформаторов, МВА	Пропускная способность, А	Максимальная нагрузка, А
ПС 35/10кВ Степановская	Масляный баковый, Элегазовый/Вакуумный	6,3	104	156 в аварийном режиме
		6,3	104	
ПС-110/35/10кВ Сельская	Отделитель, короткозамыкатель/маломасляный	16	80	147
		10	50	
ПС 110 /10 кВ Степная	Масляный баковый/Маломасляный	25	126	90
		25	126	134
ПС 110/10/6кВ Юго-Восточная	Масляный баковый/Маломасляный	40	210	132
		40	210	121

4.4.2 Формирование альтернатив объектов Центрального района электрических сетей

Результатом работы алгоритма, описанного в параграфе 4.2, стало предложение следующих мероприятий по ТПиР объектов электрических сетей и номенклатурных работ в их рамках.

1 ПС 35/10кВ «Степановская»:

- необходимость технического перевооружения вследствие роста нагрузки;
- замена масляного выключателя С-35 на стороне 35 кВ;
- замена 2 трансформаторов по 6,3 МВА на трансформаторы большей мощности;
- замена масляных выключателей на стороне 10 кВ;
- рассмотрение перевода оборудования на более высокий класс напряжения, подключение ПС Степановская к сети 110 кВ;
- рассмотрение изменения типовой схемы ПС для обеспечения более высокого уровня надежности электроснабжения потребителей.

2 ПС 110/35/10кВ «Сельская»:

- необходимость технического перевооружения вследствие роста нагрузки;
- замена трансформаторов 16 и 10 МВА на трансформаторы большей мощности;
- установка выключателей на стороне 110 кВ, замена выключателей на стороне 35 и 10 кВ;
- рассмотрение изменения типовой схемы ПС для обеспечения более высокого уровня надежности электроснабжения потребителей.

3 ПС 110 /10 кВ «Степная»:

- необходимость технического перевооружения вследствие роста нагрузки;
- замена силового трансформатора Т2 ТРНДЦН-25000/16000/110 на трансформатор большей мощности в связи с необходимостью технологического присоединения дополнительных энергопринимающих устройств.

4 ПС 110/10/6кВ «Юго-Восточная»:

- необходимость реконструкции вследствие износа оборудования.

Согласно предложенным мероприятиям и проводимым в их рамках номенклатурным работам для каждой подстанции были сформированы, оценены и

проранжированны по степени предпочтительности альтернативы. На рисунке 4.16 представлен пример интерфейса окна с результатами работы программы по формированию альтернатив и их многокритериальной оценке.

Отчет

Источник	Тип прог	Nл	Nц	Тип опоры	Сеч	Источник	Тип прог	Nл	Nц	Тип опоры	Сеч	Тип схемы	Мо тр	Тип вык ВН	Т в	Тип вык ННТ	Затраты тыс.руб	Потери тыс.кВтч	Ущерб тыс.руб/год	Площадь м2	Унификация	Коэф. предпочтительности
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	10	Маломасляный	Маломасляный		64287,47	1018,84	9,827	664,00	0,555	0,00	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	10	Маломасляный	Вакуумный		63572,80	1018,84	9,570	664,00	0,078	0,97	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	10	Маломасляный	Элегазовый		71297,25	1018,84	10,351	664,00	0,078	0,964	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	10	Вакуумный	Маломасляный		55235,07	1018,84	8,958	664,00	0,21	0,00	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	10	Вакуумный	Вакуумный		54520,41	1018,84	8,668	664,00	0,21	0,749	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	10	Вакуумный	Элегазовый		62244,85	1018,84	9,322	664,00	0,21	0,737	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	10	Элегазовый	Маломасляный		72386,98	1018,84	9,074	664,00	0,21	0,00	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	10	Элегазовый	Вакуумный		71672,32	1018,84	8,781	664,00	0,21	0,719	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	10	Элегазовый	Элегазовый		79396,76	1018,84	9,440	664,00	0,21	0,7	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	6,3	Маломасляный	Маломасляный		58686,44	1084,66	9,827	664,00	0,555	0,00	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	6,3	Маломасляный	Вакуумный		57971,77	1084,66	9,570	664,00	0,078	0,87	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	6,3	Маломасляный	Элегазовый		65696,22	1084,66	10,351	664,00	0,078	0,842	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	6,3	Вакуумный	Маломасляный		49634,04	1084,66	8,958	664,00	0,21	0,00	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	6,3	Вакуумный	Вакуумный		48919,38	1084,66	8,668	664,00	0,21	0,527	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	6,3	Вакуумный	Элегазовый		56643,82	1084,66	9,322	664,00	0,21	0,51	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	6,3	Элегазовый	Маломасляный		66785,95	1084,66	9,074	664,00	0,21	0,00	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	6,3	Элегазовый	Вакуумный		66071,29	1084,66	8,781	664,00	0,21	0,5	
Старосакмарская	ВЛ	2	1	ЖБ	70	Юность	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	6,3	Элегазовый	Элегазовый		73795,73	1084,66	9,440	664,00	0,21	0,48	

Выбрать лучшую альтернативу Параметры интеллектуального выбора Сохранить

Рисунок 4.16 –Интерфейс окна с результатами формирования и оценки альтернатив ПС Степановская

В итоговый список альтернатив объектов Центрального района электрических сетей вошло:

- для ПС 35/10кВ «Степановская» 18 альтернатив, включающих различные сочетания типов выключателей, изменение мощности силовых трансформаторов;
- для ПС 110/35/10кВ «Сельская» 18 альтернативы, включающих различные сочетания типов выключателей, выбор трансформаторов большей мощности;
- для ПС 110 /10 кВ «Степная» 1 альтернатива, включающая замену силового трансформатора на трансформатор большей мощности;
- для ПС 110/10/6кВ «Юго-Восточная» 18 альтернатив, включающих варианты различных типов выключателей.

Из альтернатив объектов, полученных в результате работы системы на тактическом уровне, формируются альтернативы ТПиР для района электрических сетей на стратегическом уровне. Сформированные альтернативы объектов Центрального района электрических сетей и их критерии оценки представлены в таблице Д.1 приложения Д.

4.4.3 Формирование альтернатив технического перевооружения и реконструкции Центрального района электрических сетей

При формировании альтернатив ТПиР района электрических сетей в качестве условий учитывалось следующее:

- рассматривались только объекты Центрального района электрических сетей;
- замене подлежало оборудование, для которого индекс технического состояния меньше 57;
- ограничение объема инвестиционной программы составляло 700 млн. рублей;
- участвовали альтернативы объектов с коэффициентом предпочтительности не меньше 0,5.

В результате работы системы поддержки принятия решения были получены и проранжированны по степени приоритетности альтернативы технического перевооружения и реконструкции Центрального района электрических сетей. Общее число альтернатив без учета вариантов с частичной заменой составило 640. Фрагмент полученного результата представлен в таблице Д.2 приложения Д.

Результат работы разработанной СППР представлен на рисунке 4.17.

Название района электрических сетей: ЦЭС

Название подстанции: _____

Объем финансовой программы, тыс. руб: 700000

Дата проекта: Выбор даты [13] Рассмотреть изменение схем ПС

Сформировать программу ТПиР

Объекты, подлежащие ТПиР

Название	Кап. затраты тыс.руб	Ис	Тип пр	N	Тип оп	Сече	Ис	Тип пров	Nц	Тип опор	Сече	Тип схемы	Мощность тр-ра МВА	Тип вык ВН	Тип вык НН	Тип вык СН	Потери тыс.кВтч	Ущерб тыс.руб/год	Площадь м2
Юго-Восточная1	292817,7	СТ	ВЛ	1	ЖБ	185	ОГ	ВЛ	1	ЖБ	120	5АН	Замена Т1, Т2 на 40	Замена В1, В2, СВ на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ1 НН, ВВ2 НН, СВ НН на Вакуумный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный	1997,7	112,8	940,0
Степная1	84127,4	СТ	ВЛ	1	ЖБ	185	Ч	ВЛ	1	ЖБ	120	5АН	Замена Т2 на 40	Масляный баковый	Маломасляный		1975,3	159,7	2307,0
Степановская2	49743,3	С	ВЛ	1	ЖБ	70	Ю	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	Замена Т1, Т2 на 10	Замена В 1, В 2 на Вакуумный	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный		1018,8	8,7	664,0
Сельская1	226471,5	К-С	ВЛ	1	ЖБ	120	О	ВЛ	1	ЖБ	150	4Н	Замена Т1, Т2 на 25	Замена В 1, В 2 на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный	929,7	15,7	799,4

Объекты, не прошедшие полностью программу ТПиР

Название	Затраты на эксплуатацию, тыс.руб	Ущерб от недоотпуска ЭЭ, тыс.руб

Рисунок 4.17 – Приоритетная альтернативы ТПиР Центрального района электрических сетей

Приоритетная альтернатива ТПиР района электрических сетей включает в себя все рассматриваемые подстанции и состоит из следующих предпочтительных альтернатив объектов ЭС:

1) Предпочтительная альтернатива ПС 110/10/6кВ «Юго-Восточная»:

- замена 3-ех выключателей на стороне ВН на элегазовые;
- замена 6-ми выключателей на стороне НН на вакуумные;
- замена двух трансформаторов 40 МВА на новые;
- сохранение текущей схемы ПС.

2) Предпочтительная альтернатива ПС 110 /10 кВ «Степная»:

- замена одного из трансформаторов на трансформатор мощностью 40 МВА;

2) Предпочтительная альтернатива ПС 35/10кВ «Степановская»:

- замена 3-ех выключателей на стороне ВН на вакуумные;
- замена 3-ех выключателей на стороне НН на новые вакуумные;
- замена трансформаторов на трансформаторы мощностью 10 МВА;
- сохранение текущей схемы ПС.

2) Предпочтительная альтернатива ПС 110/35/10кВ «Сельская»:

- замена 3-ех выключателей на стороне ВН на элегазовые;
- замена 6-ми выключателей на стороне НН на вакуумные;
- замена двух трансформаторов на трансформаторы мощностью 25 МВА;
- сохранение текущей схемы ПС.

Полученные результаты не противоречат предложениям для подстанций ЦЭС, указанным в «Комплексной программе развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Оренбургской области на период 2018-2022 гг.» [127], а также в «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики оренбургской области на 2019–2023 годы» [60].

4.4.4 Анализ изменения коэффициента предпочтительности альтернатив объектов ЭС при изменении их нагрузки

Формирование альтернатив ТПиР объекта электрической сети, а также их многокритериальная оценка производились на основе перспективного уровня нагрузки, принимаемого в качестве исходных данных. Однако, в действительности

значение нагрузки может отличаться от перспективного. В связи с этим необходимо заранее оценить характер изменения коэффициента предпочтительности альтернативы при разных исходных значениях перспективного уровня нагрузки.

На примере подстанции Степановская, для предложенного выше решения, при различных значениях нагрузки были определены значения критериев оценки и коэффициенты предпочтительности, согласно параграфам 2.3-2.4. На основе результатов этих расчетов был получен график изменения коэффициента предпочтительности альтернативы в зависимости от уровня нагрузки (рисунок 4.18).

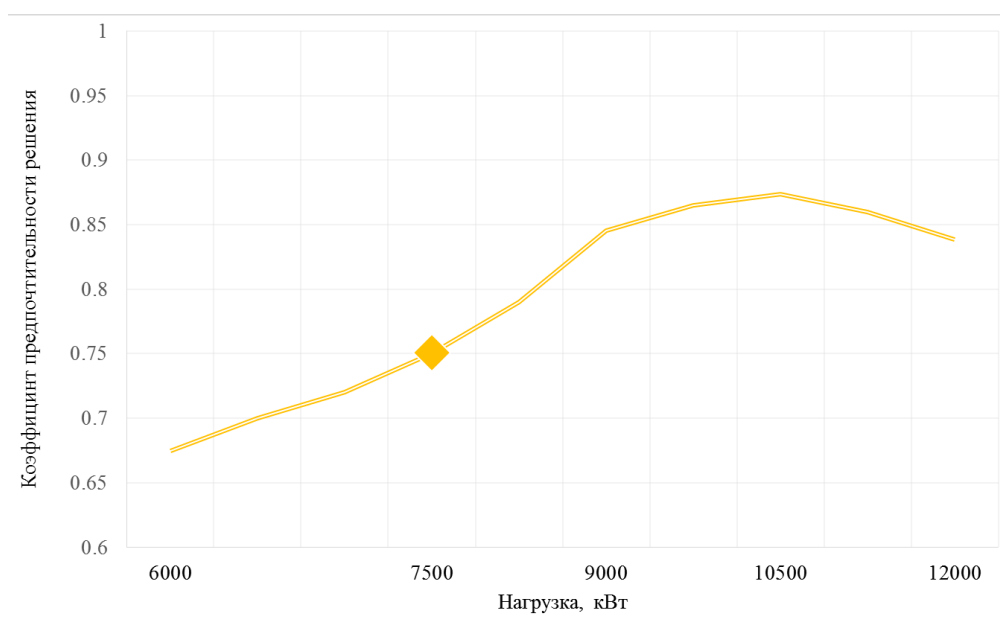


Рисунок 4.18 – Зависимость коэффициента предпочтительности решения от нагрузки

На графике маркером отмечена точка с координатами, соответствующими коэффициенту предпочтительности альтернативы при используемом в работе уровне перспективной нагрузки. Из рисунка видно, что предложенное для ПС Степановская решение будет предпочтительно при росте нагрузки на 40% от текущего уровня до 10,5 МВА. Дальнейший рост вызовет снижение коэффициента предпочтительности, что свидетельствует о необходимости рассмотрения других альтернатив, включающих изменение мощности трансформатора.

4.4.5 Принятие решения по ТПиР района в условиях финансового ограничения

В условиях финансовых ограничений, объема инвестиционной программы может оказаться недостаточно для замены оборудования на всех рассматриваемых

объектах ЭС. В этом случае выбор оборудования, которое необходимо включить в инвестиционную программу, осуществляется в результате решения оптимизационной задачи и реализации этапов метода выбора приоритетного комплекса мероприятий, описанных в параграфе 3.3.

Например, при снижении объема инвестиционной программы до 610 млн. рублей среди предварительных альтернатив ТПиР района электрических сетей нет ни одной, которая бы включала все оборудование, нуждающееся в замене на всех объектах. В таблице 4.2 приведены примеры предварительных альтернатив.

Таблица 4.2 – Предварительные альтернативы ТПиР

№	Объекты	Предварительные альтернативы		Затраты на предварительные альтернативы /Остаточные средства, тыс. руб.
		Состав оборудования и предлагаемые варианты замены	Кап. затраты, тыс. руб.	
1	Юго-Восточная	Замена Т1, Т2 на тр-ры мощностью 40 МВА Замена выключателей 110 кВ (3шт) на элегазовые Замена выключателей 10 кВ (3шт) на вакуумные Замена выключателей 6 кВ (3шт) на вакуумные	292817,66	603416/ 6583,4
	Степная	Замена Т2 на тр-р мощностью 40 МВА	84127,4	
	Сельская	Замена Т1, Т2 на тр-ры мощностью 25 МВА Установка выключателей 110 кВ (2 шт) элегазовых Замена выключателей 10 кВ (3шт) на вакуумные Замена выключателей 35 кВ (3шт) на вакуумные	226471,53	
	Степановская	Не входит	-	
2	Юго-Восточная	Замена Т1, Т2 на тр-р мощностью 40 МВА Замена выключателей 110 кВ (3шт) на элегазовые Замена выключателей 10 кВ (3шт) на вакуумные Замена выключателей 6 кВ (3шт) на вакуумные	292817,66	606565,3/ 3434,7
	Степная	Замена Т2 на тр-р мощностью 40 МВА	84127,4	
	Сельская	Замена Т1, Т2 на тр-ры мощностью 25 МВА Установка выключателей 110 кВ (2 шт) вакуумных Замена выключателей 10 кВ (3шт) на вакуумные Замена выключателей 35 кВ (3шт) на вакуумные	229620,2	
	Степановская	Не входит	-	
3	Юго-Восточная	Замена Т1, Т2 на тр-р мощностью 40 МВА Замена выключателей 110 кВ (3шт) на вакуумные Замена выключателей 10 кВ (3шт) на элегазовые Замена выключателей 6 кВ (3шт) на элегазовые	318597,68	585634/ 24365
	Степная	Не входит	-	
	Сельская	Замена Т1, Т2 на тр-ры мощностью 25 МВА Установка выключателей 110 кВ (2 шт) вакуумных Замена выключателей 10 кВ (3шт) на элегазовые Замена выключателей 35 кВ (3шт) на элегазовые	267036,45	
	Степановская	Не входит	-	

№	Объекты	Предварительные альтернативы		Затраты на предварительные альтернативы /Остаточные средства, тыс. руб.
		Состав оборудования и предлагаемые варианты замены	Кап. затраты, тыс. руб.	
4	Юго-Восточная	Замена Т1, Т2 на тр-р мощностью 40 МВА; Замена выключателей 110 кВ (3шт) на вакуумные Замена выключателей 10 кВ (3шт) на вакуумные Замена выключателей 6 кВ (3шт) на вакуумные	297540	608138,8/ 1862,2
	Степная	Замена Т2 на тр-р мощностью 40 МВА	84127,4	
	Сельская	Замена Т1, Т2 на тр-ры мощностью 25 МВА Установка выключателей 110 кВ (2 шт) элегазовых Замена выключателей 10 кВ (3шт) на вакуумные Замена выключателей 35 кВ (3шт) на вакуумные	226471,5	
	Степановская	Не входит	-	

Для предварительно сформированных альтернатив определялась величина остаточных средств инвестиционной программы по формуле 3.17. Затем, согласно этапу 1.2.3 метода выбора приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, определялся перечень оборудования, для которого следует рассмотреть возможность точечной замены.

С учетом неизрасходованных средств инвестиционной программы для каждой альтернативы формировались списки альтернатив для точно заменяемого оборудования (Таблица 4.3).

Из таблицы 4.3 видно, что для первой и второй предварительных альтернатив возможны три сочетания вариантов точечной замены оборудования. Так как остаточные средства инвестиционной программы не позволяют заменить на подстанции Степановская силовые трансформаторы, то для составления окончательной альтернативы рассматриваются только варианты замены выключателей 10 кВ.

Начиная с третьей предварительной альтернативы, необходима замена оборудования не только на ПС Степановская, но и на ПС Степная. Однако, остаточные средства инвестиционной программы позволяют заменить только выключатели 10 кВ.

Таблица 4.3 – Альтернативы для точно заменяемого оборудования

№ пред-вари-тель-ной альтер-нативы	Номер альтернативы, тип и число предлагаемых вариантов для точно заменяемого оборудования		Затраты на альтер-нативу, тыс. руб.	Тип и число единиц оборудования, не вошедшего в окончательную альтернативу		Ущерб, тыс. руб.	Эксплуатационные затраты, тыс.руб		
ПС Степановская									
1	1	Выключатели 10 кВ Тип: Вакуумный	3 шт	3804,3	Трансформаторы силовые	2 шт	8928,2	448,9	
		Выключатели 35 кВ Тип: Вакуумный	2 шт						
	2	Выключатели 10 кВ Тип: Элегазовый	3 шт	2938,4	Трансформаторы силовые	2 шт	13008	558,9	
		Выключатель 35 кВ Тип: Вакуумный	1 шт						
	3	Выключатели 35 кВ Тип: Вакуумный	2 шт	4762,2	Трансформаторы силовые	2 шт	20738	489	
		Выключатель 10 кВ Тип: Элегазовый	1 шт						
2	1	Выключатели 10 кВ Тип: Элегазовый	3 шт	2938,4	Трансформаторы силовые	2 шт	13008	558,9	
		Выключатель 10 кВ Тип: Вакуумный	1 шт						
	2	Выключатели 10 кВ Тип: Вакуумный	2 шт	3113,4	Трансформаторы силовые	2шт	10407	489	
		Выключатели 35 кВ Тип: Вакуумный	2 шт						
	3	Выключатели 10 кВ Тип: Вакуумный	3 шт	3804,3	Трансформаторы силовые	2 шт	25923	668,8	
									Выключатели 35 кВ
3	ПС Степановская							10291	1003,9
	1	Выключатели 10 кВ Тип: Вакуумный	3 шт	15572,7	Трансформатор силовой	1 шт			
		Выключатели 35 кВ Тип: Вакуумный	2 шт						
		Трансформатор силовой 10 МВА	1 шт						
	ПС Степная								
		-	-	-	Трансформатор силовой	1 шт			
	ПС Степановская								
	2	Выключатели 10 кВ Тип: Элегазовый	3 шт	22591,7	Трансформатор силовой	1 шт			
		Выключатели 35 кВ Тип: Вакуумный	2 шт						
		Трансформатор силовой 10 МВА	1 шт						
ПС Степная									
	-	-	-	Трансформатор силовой	1 шт				

Продолжение таблицы 4.3

№ пред-вари-тельной альтер-нативы	Номер альтернативы, тип и число предлагаемых вариантов для точечно заменяемого оборудования		Затраты на альтер-нативу, тыс. руб.	Тип и число единиц оборудования, не вошедшего в окончательную альтернативу		Ущерб, тыс. руб.	Эксплуатационные затраты, тыс.руб	
ПС Степановская								
4	1	Выключатель 10 кВ Тип: Вакуумный	1 шт	1556,7	Трансформаторы силовые	2шт	42675	598,9
		Выключатель 35 кВ Тип: Вакуумный	1 шт		Выключатели 10 кВ	2 шт		
					Выключатели 35 кВ	1 шт		
	2	Выключатель 35 кВ Тип: Вакуумный	2 шт	1731,7	Трансформаторы силовые	2 шт	40150	509
					Выключатели 10 кВ	3 шт		
	3	Выключатель 10 кВ Тип: Вакуумный	2 шт	1381,7	Трансформаторы силовые	2 шт	45259	688,8
					Выключатели 35 кВ	2 шт		
					Выключатель 10 кВ	1 шт		

Таким образом, при ограничении инвестиционной программы рекомендуемое ЛПР решение (таблица 4.4) формируется путем добавления к предварительным альтернативам (таблица 4.2) точечно заменяемого оборудования так, чтобы ущерб и эксплуатационные затраты от оборудования, не вошедшего в окончательную альтернативу (из таблицы 4.3), были минимальны.

Таблица 4.4 – Рекомендуемая альтернатива ТПиР Центрального района электрических сетей в условиях финансового ограничения

№	Объекты	Окончательная альтернатива		Объем инвест. программы, тыс. руб.	Ущерб и эксплуатационные затраты, тыс. руб
		Состав оборудования и предлагаемые варианты замены	Кап. затраты, тыс. руб.		
1	Юго-Восточная	Замена Т1, Т2 на тр-ры мощностью 40 МВА Замена выключателей 110 кВ (3шт) на элегазовые Замена выключателей 10 кВ (3шт) на вакуумные Замена выключателей 6 кВ (3шт) на вакуумные	292817,66	607220,3	9377,1
	Степная	Замена Т2 на тр-р мощностью 40 МВА	84127,4		
	Сельская	Замена Т1, Т2 на тр-ры мощностью 25 МВА Установка выключателей 110 кВ (2 шт) элегазовых Замена выключателей 10 кВ (3шт) на вакуумные Замена выключателей 35 кВ (3шт) на вакуумные	226471,5		
	Степановская	Замена выключателей 10 кВ (3шт) на вакуумные Замена выключателей 35 кВ (2 шт) на вакуумные	3804,3		

Интерфейс окна СППР с результатами работы представлен на рисунке 4.19

Название района электрических сетей: ЦЭС
 Название подстанции: _____
 Объем финансовой программы, тыс. руб: 610000
 Число рассматриваемых альтернатив для каждого объекта: _____
 Дата проекта: Выбор даты 15
 Рассмотреть изменение схем ПС:
 ТЕСТ
 Добавить
 Удалить

Название: Юго-Восточная
 Степная
 Степановская
 Сельская

Сформировать программу ТПиР

Объекты, подлежащие ТПиР

Название	Кап. затраты тыс.руб	Ист	Тип прс	Nц	Тип опо	Сечн	И	Nц	Тип опс	Сечн	Тип схем	Мощность тр-ра МВА	Тип вык ВН	Тип вык НН	Тип вык СН	Потери тыс.кВтч	Ущерб тыс.руб/год	Площадь м2	
Юго-Восточная	292817,7	СТ	ВЛ	1	ЖБ	185	О	В	1	ЖБ	120	5АН	Замена Т1, Т2 на 40	Замена В1, В2, СВ на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ1 НН, ВВ2 НН, СВ НН на Вакуумный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный	1997,7	112,8	940,0
Степная	84127,4	СТ	ВЛ	1	ЖБ	185	Ч	В	1	ЖБ	120	5АН	Замена Т2 на 40	Масляный баковый	Маломасляный		1975,3	159,7	2307,0
Сельская	226471,5	К-С	ВЛ	1	ЖБ	120	О	В	1	ЖБ	150	4Н	Замена Т1, Т2 на 25	Замена В 1, В 2 на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный	929,7	15,7	799,4
Степановская	3804,3	С											Замена В 1, В 2 на Вакуумный	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный					

Объекты, не прошедшие полностью программу ТПиР

Название	Затраты на эксплуатацию, тыс.руб	Ущерб от недоотпуска ЭЭ, тыс.руб
Трансформатор Т1 на Степановская	224,5	4464,1
Трансформатор Т2 на Степановская	224,5	4464,1

Рисунок 4.19 – Результаты работы программы по оценке альтернатив ТПиР Центрального района электрических сетей при финансовом ограничении

Результаты, полученные в условиях моделирования при объеме инвестиционной программы, достаточном для реализации мероприятий по ТПиР на всех объектах ЦЭС, согласуются с «Комплексной программой развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Оренбургской области на период 2018-2022 гг.» [127], а также в «Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики оренбургской области на 2019–2023 годы» [60].

Результаты, полученные в условиях моделирования при ограничении объема инвестиционной программы, могут использоваться в качестве обоснования при распределении финансирования по районам электрических сетей.

Разработанная система прошла тестирование и планируется к использованию в деятельности службы технического перевооружения и реконструкции филиала ПАО «МРСК Волги» «Оренбургэнерго» (акт о внедрении, Приложение Е).

ВЫВОДЫ

1 На основании системного анализа предметной области разработана база данных, позволяющая автоматизировать расчет индекса технического состояния, параметров альтернатив, критериев их оценки; повысить эффективность СППР за счет структурирования информации об электроэнергетических объектах (проводниках линий электропередач, опорах, трансформаторах, выключателях, схемах подстанций) и учета семантических взаимосвязей между ними на основе реляционной модели.

2 Разработан и программно реализован алгоритм принятия решения по ТПиР объекта ЭС, включающий в себя модули оценки технического состояния оборудования, выбора мероприятий по ТПиР и многокритериальной оценки альтернатив без участия эксперта с последующим их ранжированием по степени предпочтительности.

3 Разработан и программно реализован алгоритм, реализующий формирование альтернатив ТПиР района ЭС путем поиска приоритетного варианта среди сочетаний наиболее предпочтительных альтернатив объектов электрических сетей.

4 Дана характеристика объектов электрических сетей, находящихся на территории производственного отделения Центральных электрических сетей Оренбургской области. Проанализирован уровень перспективной нагрузки и текущее техническое состояние объектов, выявлена необходимость реализации технического перевооружения и реконструкции подстанций.

5 Разработанная система поддержки принятия решения апробирована на примере электросетевых объектов Центрального района электрических сетей Оренбургской области: определены наиболее предпочтительные альтернативы при ТПиР подстанций, предложена альтернатива ТПиР для Центрального района электрических сетей. Достоверность полученных результатов и выводов базируется на корректном применении математического аппарата, непротиворечивости, согласованности результатов работы программы, реализующей предложенную модель принятия решения по ТПиР района ЭС, с предложениями, отраженными в схемах и программах развития электрических сетей Оренбургской области.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Многообразие возможных альтернатив технического перевооружения и реконструкции электрических сетей, а также различных условий и требований к ним определяют необходимость многокритериальной оценки и использования систем поддержки принятия решений по ТПиР объектов и районов электрических сетей. Обоснована двухуровневая структура процесса принятия решения по ТПиР района электрических сетей, содержащая: тактический уровень принятия решения по выбору предпочтительных альтернатив для объектов электрических сетей; стратегический уровень принятия решения по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив для объектов ЭС. Выявлены основные этапы принятия решения: формирование альтернатив; оценка альтернатив; выбор приоритетной альтернативы. Анализ научно-технической литературы в области поддержки принятия решений в электроэнергетике позволил заключить, что для разработки СППР целесообразно использовать технологии искусственных нейронных сетей.

2. Разработаны математические модели частных критериев оценки альтернатив объектов электрических сетей. В качестве критерия экономической эффективности выбраны суммарные дисконтированные затраты; критерия технической эффективности – годовые потери электроэнергии; критерия надежности – экономические потери от нарушения в электроснабжении; социально-экологического критерия – площадь изымаемых земель. Впервые предложено и обосновано введение в систему частных критериев – критерия унификации номенклатуры электросетевых объектов, позволяющего осуществить кластеризацию альтернатив объекта электрических сетей с учетом типизации номенклатурных параметров оборудования. Для кластеризации существующих объектов ЭС предложено использовать самоорганизующиеся карты Кохонена, а для определения критерия унификации альтернатив объекта ЭС - однослойную искусственную нейронную сеть, обученную методом обратного распространения ошибки.

3. Предложена математическая модель формирования альтернатив объекта ЭС, включающая в себя модели: оценки технического состояния оборудования; выбора мероприятий по ТПиР и вида номенклатурных работ; определения параметров альтернатив объекта ЭС; составления кортежа альтернативы посредством циклического перебора и декартова произведения, позволяющего согласовывать параметры заменяемого оборудования с учетом перспективной нагрузки. Разработан метод оценки альтернатив объекта ЭС, осуществляющий многокритериальную оценку альтернатив и их ранжирование посредством нейронной сети, обученной алгоритмом обратного распространения ошибки.

4. Предложена математическая модель выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей, представленная в виде системы уравнений условной оптимизации, включающая в себя: целевую функцию – минимизация затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования, не вошедшего в инвестиционную программу; ограничение – финансовый объем инвестиционной программы. Разработан метод по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, образуемой из предпочтительных альтернатив для объектов ЭС, в условиях финансовых ограничений. Предложенный метод разработан на основе интеграции алгоритма построения дерева решений и алгоритма решения оптимизационной задачи, реализует: формирование предварительных и окончательных альтернатив ТПиР района ЭС в условиях ограничения объема инвестиционной программы; оценку альтернатив по критерию затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования; ранжирование альтернатив района ЭС по возрастанию значений целевой функции.

5. Разработаны:

- структурно-функциональная модель принятия решения по ТПиР района электрических сетей содержащая: тактический уровень принятия решения для выбора предпочтительных альтернатив объектов электрических сетей; стратегический уровень принятия решения по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС;
– алгоритм принятия решения по ТПиР района электрических сетей включающий в себя: внутренний цикл алгоритма, реализованный с использованием

реляционной базы данных для формирования, оценки, ранжирования и выбора предпочтительных альтернатив объекта ЭС; внешний цикл алгоритма, осуществляющий на основе результатов работы внутреннего цикла, оценку и выбор альтернатив, формируемых из предпочтительных альтернатив объектов ЭС с учетом финансового ограничения, технического состояния оборудования, а также последствий его отказа.

Осуществлена программная реализация разработанных моделей, методов, алгоритмов в автоматизированной системе поддержки принятия решений и проведены ее тестирование и апробация на примере электросетевых объектов Центрального района электрических сетей Оренбургской области. Полученные результаты не противоречат предложениям для подстанций ЦЭС, указанным в документах по развитию электрических сетей Оренбургской области.

Перспектива дальнейшей разработки темы заключается в интеграции разработанной системы с другими автоматизированными системами, моделирующими структуру электрических сетей, определяющими их режимные параметры. Предложенные модели и методы могут быть адаптированы для принятия решения по планированию развития электрических сетей с учетом строительства новых объектов.

Список литературы

1. Семенова, Л.А. Разработка методики принятия решения по развитию систем электроснабжения с применением техноценологического подхода и теории нечетких множеств: дис. ... канд. тех. наук: 05.14.02. /Семенова Людмила Анатольевна. – Екатеринбург., 2010. – 187 с.
2. Лещинская, Т.Б. Алгоритм решения многокритериальных задач оптимизации с неопределенной информацией на примере выбора оптимальной мощности глубокого ввода высокого напряжения/ Т.Б. Лещинская, А.А. Глазунов, Г.В. Шведов // Электричество. – 2004. – № 10 – С. 8-14.
3. Мошинский, О.Б. Разработка модели оценки функционального состояния системы электроснабжения мегаполисов: дис. ... канд. тех. наук: 05.14.02. / Мошинский Олег Борисович. – Екатеринбург, 2011. – 199 с.
4. Кокин, С.Е. Энерго-информационные модели функционирования и развития систем электроснабжения больших городов: дис. ...д-ра тех. наук: 05.14.02 / Кокин Сергей Евгеньевич. – Екатеринбург., 2013. – С. 367.
5. Постановление Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 (ред. от 17.02.2017). "Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики" (вместе с "Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики", "Правилами осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики").
6. ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1984. – 8 с.
7. Открытое акционерное общество "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС". РД 153-34.0-20.409-99. Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли "Электроэнергетика" к новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению, 1999.

8. Россети. Долгосрочная инвестиционная программа [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.rosseti.ru/investment/dzo/long>. – Загл. с экрана (дата обращения: 24.10.2018).
9. Назарычев, А.Н. Справочник инженера по наладке совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. / А.Н Назарычев, Д.А. Андреев, А.И. Таджикибаев. – М: "Инфра-Инженерия", 2006. – 928 с.
10. Ананичева, С.С. Электроэнергетические системы и сети: модели развития / С.С. Ананичева, П.Е. Мезенцев, А.Л.Мызин. – Москва: Юрайт, 2018. – 148 с.
11. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р "Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года" [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
12. Отраслевые и специализированные решения 1С:предприятие. Интегрированная ERP–система как основа эффективного управления бизнес–процессами в энергетике [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: https://solutions.1c.ru/articles/article.html?article_id=1048
13. Лопатников, Л.И. Экономико-математический словарь: Словарь современной экономической науки / Л.И. Лопатников. – 5-е изд., перераб. и доп. – Москва: Дело, 2003. – 520 с.
14. Ефремов, П.С. Информационные системы в науке, образовании и бизнесе: учебное пособие / П.С. Ефремов, О.В. Беляев. – Тамбов: Издательство ТГТУ, 2006. – 124 с.
15. Соловьев, Н.А. Основы теории принятия решений для программистов: учебное пособие. / Н.А. Соловьев, Е.Н. Чернопрудова, Д.А. Лесовой. – Оренбург: Оренбургский гос. ун-т., 2012. – 187 с.
16. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. / В.И. Идельчик. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. –592 с.
17. Бердин, А.С. Оптимизация системы электроснабжения в условиях неопределенности / А.С. Бердин, С.Е. Кокин, Л.А. Семенова // Промышленная энергетика. –2010. – № 4 – С. 29-35.

18. Булатов, Б.Г. Алгоритмы оптимальной реконфигурации распределительной сети/ Б.Г. Булатов, В.В. Тарасенко // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. – 2013. – № 2, Т. 13. – С. 14-18.
19. Бирюлин, В.И. Анализ учета потерь в силовых трансформаторах промышленных предприятий/ В.И. Бирюлин, О.М. Ларин, О.М. Рыбалкин // Известия Курск, гос. техн. ун-т. – 2004. – № 12. – С. 86-88.
20. Дмитриев, С.А. Оценка технико-экономического состояния системы электроснабжения мегаполисов/ С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин, О.Б. Мошинский, А.И. Хальясмаа // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: сборник статей. – Екатеринбург, 2010. – Т. 2. – С. 260-265.
21. Хальясмаа, А.И. Вопросы реализации оценки технического состояния силового оборудования на электрических подстанциях/ А.И. Хальясмаа, С.Е. Кокин, С.А. Дмитриев, М.В. Осотова // Вопросы современной науки и практики. Университет им. В. И. Вернадского. – 2013. – № 1(45). – С. 289-300.
22. Давиденко, И. В. Особенности организации корпоративной системы управления техническим обслуживанием маслonaполненного оборудования/ И. В. Давиденко, Б. А. Забелкин, Д. Ф. Губаев, А. М. Илюхин // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2008. – №9-10. – С. 100-111.
23. Strategies and decision support systems for integrative variable energy resources in control centers for reliable grid operations / Jones L.E. – Washington DC: Alstom Grid Inc, 2012. – 222 pp.
24. Ramsay, B. A decision support system for electricity distribution network refurbishment projects/ B. Ramsay, A. McPherson, R. Eastwood, C.S. Ozveren, Glare J. Oatley. // Electric Power Systems Research. – 1997. – №. 40. – pp. 27-35.
25. Andervazh, M-R. Decision support system for multicriteria reconfiguration of power distribution systems using CSO and efficient graph traversal and repository management techniques / M-R. Andervazh, S. Javadi, M. H. Aliabadi // International Transactions on Electrical Energy Systems. – 2018. – P. 32. DOI: 10.1002/etep.2579

26. Zhou, L. An optimal expansion planning of electric distribution network incorporating health index and non-network solutions / L. Zhou, W. Sheng, W. Liu, Z. Ma // CSEE Journal of Power and Energy Systems/ – 2019. P. 12. DOI: [10.17775/CSEEJPES.2018.01230](https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2018.01230)
27. Алтунин, А.Е. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях: монография / А.Е. Алтунин, М.В. Семухин. – Тюмень: Изд-во Тюмен. гос. ун-та, 2000. – 352 с.
28. Макарова, Н.В. Информатика: учебник для вузов / Н.В. Макарова, В.Б. Волков– Спб: Питер, 2011. – 571 с.
29. Петров, А.Н. Менеджмент: учебник для бакалавров / А.Н. Петров. – 2-е изд., испр. и доп.-е изд. – Москва: Издательство Юрайт, 2012. – 645 с.
30. Новожилов, О.П. Информатика : учебное пособие для вузов и ссузов / О.П. Новожилов – Москва: Издательство Юрайт, 2011. – 564 с.
31. Гаглоева, И.Э. Алгоритм функционирования интеллектуальной системы поддержки принятия решений для оценки технического состояния и эффективности процесса обновления и модернизации производственных фондов электроэнергетических объектов/ И.Э. Гаглоева // Институт Государственного управления, Интернет-журнал "Науковедение" – 2013. – № 3
32. Назарычев, А.Н. Автоматизация контроля/ А.Н. Назарычев, Д.А. Андреев // Энергонадзор, – ноябрь-декабрь 2010. –№ 10(19) – С. 52-54.
33. Шевченко, Н.Ю. Повышение эффективности работы воздушных линий электропередачи, работающих в экстремальных метеоусловиях/ Н.Ю. Шевченко, Ю.В. Лебедева, Г.Г. Угаров // Вестник СГТУ. – 2011. – №3 (54). – С. 119-123.
34. Лещинская, Т.Б. Ранжирование очередности проведения реконструкции сельских электрических сетей 10 кВ/ Т.Б. Лещинская, В.В. Князев // Вестник ФГОУ ВО МГАУ. – 2016. – №4 (74). – С. 60-65.
35. Арзамасцев, Д.А., Модели оптимизации развития энергосистем. / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин. – М: Высш.шк, 1987. – 272 с.
36. Семенова, Н.Г. Методы искусственного интеллекта, применяемые для решения задач энерго-обеспечения/ Н.Г. Семенова, А.Д. Чернова // Энерго- и

ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Сборник материалов Всероссийской студенческой олимпиады, научно-практической конференции с международным участием. – Екатеринбург: УрФУ, 2013. – С. 234-237.

37. Гордеев, А.С. Прогнозирование электропотребления объектов с применением искусственных нейронных сетей/ А.С. Гордеев, А.В. Чувилкин // Вопросы современной науки практики. – 2008. – № 2. – С. 32-36.

38. Хайкин, С. Нейронные сети: полный курс / С. Хайкин. – 2-е изд., испр.: пер. с англ. 2-е изд. – Москва: ООО "И.Д. Вильямс", 2006. – 1104 с.

39. Бодянский, Е.В. О применении нейронной сети встречного распространения для прогнозирования узловых нагрузок ЭЭС/ Е.В. Бодянский, С.В. Попов, Т.В. Рыбальченко // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2011. – № 61. – С. 508-514.

40. Манусов, В.З. Краткосрочное прогнозирование электрической нагрузки на основе нечеткой нейронной сети и ее сравнение с другими методами В.З. Манусов, Е.В. Бирюков // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309, № 6. – С. 153-158.

41. Галушкин, А.И. Применение нейрокомпьютеров в энергетических системах [Электронный ресурс] / А.И. Галушкин // Научный центр нейрокомпьютеров: [сайт]. – Режим доступа:

<http://www.icmm.ru/~masich/win/lexion/neyro/energy.htm>

42. Поляхов, Н.Д. Диагностика состояния электротехнического оборудования / Н.Д. Поляхов, И.А. Приходько, Д.Н. Поляхов, И.В. Швыров // Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – 2011. – № 6. – С. 61-66.

43. Еремин, О.Ю. Использование адаптивно-резонансной теории для обнаружения дефектов паяных соединений и повышения качества печатных плат/ О.Ю. Еремин, С.Р. Тумковский // Качество. Инновации. Образование. – 2010. № 4. – С. 37-42.

44. Каменев, А.С. Нейромоделирование как инструмент интеллектуализации энергоинформационных сетей. / А.С. Каменев, С.Ю. Королев, В.Н. Сокотущенко. – Москва: ИЦ «Энергия», 2012. – 124 с.

45. Манусов, В.З. Генетический алгоритм оптимизации режимов энергосистем по активной мощности/ В.З. Манусов, Д.А. Павлюченко, В.Я. Любченко // Электро. – 2003. – № 3.– С. 2-5.

46. Манусов, В.З. Оптимизация коэффициентов трансформации с применением алгоритмов направленного перебора и роевого интеллекта / В.З. Манусов, П.А. Матренин, Д.В. Орлов // Проблемы региональной энергетики. – 2017. – №1 (33). – С. 15-23.

47. Елтышев, Д.К. К вопросу о применении генетических методов для решения задач поддержки жизненного цикла электрооборудования/ Д.К. Елтышев, А.Б. Петроченков, С.В. Бочкарёв // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – Томск, 2009. – Т. 2. – С. 136-142.

48. Любченко, В.Я. Генетические алгоритмы оптимизации режимов электроэнергетических систем/ В.Я. Любченко, Д.А. Павлюченко // Информационные системы и технологии». ИСТ-2003: Международная научно-техническая конференция: Материалы конференции (доклады и тезисы докладов). – Новосибирск, 2003. – Т. 3. – С. 166-170.

49. Массель, Л.В. Организация коллективной экспертной деятельности в энергетике на основе интеграции распределенных информационных и интеллектуальных ресурсов / Л.В. Массель, А.Н. Копайгородский, А.Г. Массель // Труды Международной суперкомпьютерной конференции (Новороссийск). – 2014. – С. 422-428.

50. Чукреев, Ю.Я. Прототип экспертной системы советчика диспетчера региональной ЭЭС/ Ю.Я Чукреев // Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами. – Екатеринбург: УрО РАН, 2002.

51. Соколова, А.Ю. Разработка моделей многокритериального выбора альтернатив на основе нечетких множеств второго порядка для решения экономических задач/ А.Ю. Соколова // Материалы V Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум». – 2013. –С. 1-104.
52. Жданов, А.А., Применение нечеткой логики в имитационной системе автономного адаптивного управления/ А.А. Жданов, М.В. Каравасев // Труды ИСП РАН. – 2002. – С. 121-136.
53. Хижняков Ю.Н. Алгоритмы нечеткого, нейронного и нейронечеткого управления в системах реального времени / Ю.Н Хижняков. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2013. – 160 с.
54. Рыбак, В.А. Обучение нейронной сети для поддержки принятия решений на валютном рынке / В.А. Рыбак, Х.М. Сулайман // Доклады БГУИР. – 2014 – №1 (79). – С. 39-45.
55. Краснов, С.С. Выбор модели нейронной сети для системы принятия решений при управлении сложными техническими устройствами/ С.С. Краснов, Н.О. Куралесова // Вестник ВУиТ. –2013 – №4 (22) .
56. Дианов, Р.С. Система поддержки принятия решений при разработке газоконденсатных месторождений на основе нейронных сетей/ Р.С. Дианов, О.М. Проталинский // Автоматизация в промышленности. –2005. – № 7. – С. 50-52.
57. Родыгина, С.В. Модели прогнозирования электрической нагрузки энергоемких предприятий/ С.В. Родыгина, А.В. Родыгин, В.Я. Любченко // Энергобезопасность и энергосбережение. –2017. – № 2 – С. 22-26.
58. Основные характеристики Российской электроэнергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/532>
59. Потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2018 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.so-ups.ru>
60. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Оренбургской области на период 2019–2023 годы. Оренбург. 2018. 207 с.

61. Чернова, А.Д. Оптимизация электрической сети на примере СЭС города Оренбурга / А.Д. Чернова // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.- техн. конф. Т.2. – Томск: ТПУ, 2014. – С. 279-282.

62. Об электроэнергетике [Электронный ресурс]: федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 27.12.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019). – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/

63. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118-2003). Серия 17. Выпуск 19. – Москва: Закрытое акционерное общество "Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности", 2010. – 56 с.

64. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства/ И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – Москва: Колос, 2000. – 536 с.

65. Долгосрочное прогнозирование спроса на мощность, как инструмент качественного инвестиционного планирования развития распределительных электрических сетей субъекта РФ: доклад / Михальков А.В. – Санкт-Петербург: ОАО «Холдинг МРСК», 2011.

66. Хисамова, А.И. Прогнозирование потребления электроэнергии на основе показателей экономического развития региона/ А.И. Хисамова, Е.А. Третьякова // Актуальные проблемы экономики и права. –2011. – №2 (18). –С. 130-137.

67. Антонов Н.В. Открытый семинар «Анализ и прогноз развития отраслей топливно-энергетического комплекса» (семинар А.С. Некрасова). Проблемы средне- и долгосрочного прогнозирования электропотребления в России. / Н.В. Антонов. – Москва: ИНП РАН, 2015. – 57 с.

68. Назарычев, А.Н. Оценка технического состояния электрооборудования на основе расчетов интегральных показателей/ А.Н. Назарычев, Э.В. Новомлинский, Д.А. Андреев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. – 2016. – С. 171-179.

69. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 26.07.2017 № 676. – Режим доступа: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71679722/>

70. О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга показателей [Электронный ресурс]: постановление Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 № 1401. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_209223/

71. Хальясмаа, А.И. Система управления техническими активами предприятий электросетевого комплекса/ А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин // Промышленная энергетика. –2014. – № 2 – С. 36-40.

72. Утеулиев, Б.А. Оценка остаточного ресурса ВЛ 110 кВ и выше и определение сроков реконструкции/ Б.А. Утеулиев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики. – Иркутск, 2017. – Т. 68. – С. 669-678.

73. Назарычев, А.Н. Технология организации комплексной системы эксплуатации и ремонта электрооборудования по техническому состоянию/ А.Н. Назарычев, Д.А. Андреев // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск № 24: "Современные методы и технические средства оценки состояния опорно-стрежневых, подвесных и аппаратных изоляционных конструкций". – Иваново, 2004. – С. 15-25.

74. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

75. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. / Д.Л. Файбисович. – 4-е изд., перераб. и доп.-е изд. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.

76. Чернова, А.Д. Система поддержки принятия решения по развитию электрических сетей/ А.Д. Чернова // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 1(78). – С. 45-53.

77. Об утверждении рекомендаций по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 288. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256321/

78. Об утверждении рекомендаций по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 284. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256318/

79. Об утверждении методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 281. – Режим доступа:

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256346/

80. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», ОАО «ФСК ЕЭС».

81. Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ : профессиональное руководство. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 688 с.

82. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей [Электронный ресурс]: приказ Минтопэнерго и Российской Федерации от 07 июля 1994 г.

83. Кокин, С.Е. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса: учебное пособие / С.Е. Кокин, С.А. Дмитриев. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2018. – 192 с.

84. Ананичева, С.С. Модели развития электроэнергетических систем / С.С. Ананичева, П.Е. Мезенцев, А.Л. Мызин. – Екатеринбург: УрФУ, 2014. – 148 с.

85. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в

части объектов электросетевого хозяйства [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2016 г. № 75. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_195750/

86. Об организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2008 г. № 326. – Режим доступа: <https://rg.ru/2014/11/27/energiya-dok.html>

87. Шведов, Г.В. Разработка методики многокритериального выбора параметров глубоких вводов в системах электроснабжения городов с учетом неопределенности развития электрических нагрузок: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02/ Шведов Галактион Владимирович. – М., 2005. – 206 с.

88. Акчурина, С.А. Многокритериальная оптимизация параметров системы электроснабжения периферийных районов крупных городов с применением глубоких вводов высокого напряжения: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Акчурина Светлана Алимжановна.- Москва, 2013.- 149 с.:

89. Метельков, А.А. Обоснование набора критериев выбора оптимальных параметров систем электроснабжения (СЭС) в условиях неопределенности исходной информации/ А.А. Метельков, Т.Б. Лещинская // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тез. докл. Девятой Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. В 3-х т. – Москва, 2003. – Т. 3. – С. 282-283.

90. Семенова, Л.А. Многокритериальный анализ моделей развития систем электроснабжения в условиях неопределенности/ Л.А. Семенова // Вестник Череповецкого государственного университета. – 2016. – №4 (73). – С. 39-45.

91. Семенова, Н.Г. Математические модели частных критериев и их программная реализация в оценке принимаемого решения по развитию системы электроснабжения Промышленного района города / Н. Г. Семенова, А. Д. Чернова // Интеллект. Инновации. Инвестиции. – 2016. – № 4. – С. 94-99.

92. Кравченко, Н.Ф. Экономическое обоснование эффективности инвестиционных проектов схем электроснабжения: методические указания / Н.Ф. Кравченко. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2009 – 122 с.
93. СТО 56947007-29.240.124-2012 «Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов», ОАО «ФСК ЕЭС».
94. СТО 56947007-29.240.35.146-2013 «Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ», ОАО «ФСК ЕЭС».
95. Приложение 4 к письму Минстроя РФ от 01.10.2018 г. № 40178-ЛС/09.
96. СТО 56947007- 29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ», ОАО «ФСК ЕЭС».
97. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практ. расчетов. / Ю.С. Железко. – Москва: ЭНАС, 2009. – 456 с.
98. Чернова А.Д. Энергосбережение как один из критериев оценки проектных решений в электроэнергетике/ А.Д. Чернова // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возоб-новляемые источники энергии: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с междунар. Участием. – Екатеринбург: УрФУ, 2016. – С. 302-305.
99. Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.
100. Гук, Ю.Б. Теория надежности. Введение: учеб. пособие. / Гук Ю.Б., Карпов В.В., Лapidус А.А. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. – 171 с.
101. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие. / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

102. Антонов, Ю.В. Аналитико-табличный метод расчета показателей надежности/ Ю.В. Антонов, В.П. Белов, А.Д. Голяков, С.Я. Старков // Надежность. – 2005. – № 2(13). – С. 25-33.

103. Семенова, Н.Г. Расчет экономических потерь от нарушения электроснабжения / Н.Г. Семенова, А.Д. Чернова // Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии. 6 междунар. науч.-практ. конф. в рамках специализир. форума «Expo Build Russia». – Екатеринбург: Издательство УМЦ УПИ, 2017. – С. 254- 257.

104. СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании.

105. Большой Российский энциклопедический словарь. – репр. изд. – Москва: Большая Российская энцикл., 2009. - 1887 с.

106. Баширов М.Г. Экономика электропотребления в промышленности: учебное пособие для вузов / М.Г. Баширов. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2004. – 156 с.

107. Горбаченко В.И. Самоорганизация в нейронных сетях [Электронный ресурс]/ В.И. Горбаченко // Научно-исследовательский центр самоорганизации и развития систем. – 2018. – Режим доступа: <http://gorbachenko.selforganization.ru/index.html>.

108. Чубукова И.А. Data Mining / И.А. Чубукова. – 2-е изд., испр.-е изд. – Москва: Интернет-Университет Информационных Технологий; БИНОМ. Лаборатория знаний, 2008. – 382 с.

109. Бова, В.В. Применение искусственных нейронных сетей для коллективного решения интеллектуальных задач / В.В. Бова, А.Н. Дуккардт // Известия ЮФУ. Технические науки. –2012. – № 7.– С. 131-138.

110. Swingler, K. Applying Neural Networks. A practical Guide (перевод Ю.П. Маслобоева)/ К. Swingler. – М.: Радиотехника, 2000. – 664 с.

111. Чернова, А.Д. Выбор предпочтительного решения по развитию электрических сетей на основе нейросетевых технологий / А.Д. Чернова, Н.Г. Семенова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика». – 2018. – Т. 18, № 3– С. 38-45. DOI: 10.14529/power180305

112. Gajowniczek, K. Electricity peak demand classification with artificial neural networks / K. Gajowniczek, R. Nafkha, Z. Tomasz // Proceedings of the Federated Conference on Computer Science and Information Systems. –2007. – pp. 307–315. DOI: 10.15439/2017F168

113. Davis, J. The Relationship Between Precision-Recall and ROC Curves / J. Davis, M. Goadrich // Proceedings of the 23rd International Conference on Machine Learning. – 2006. – pp. 233-240.

114. Медведев, В.С. Нейронные сети. MATLAB 6. / В.С. Медведев, В.Г. Потемкин. – Москва: ДИАЛОГ, 2001. – 630 с.

115. Речнов, А.В. Применение нейронных сетей для классификационного анализа/ А.В. Речнов // Вестник Российского университета кооперации. – 2013. – № 4(14). – С. 141-144.

116. Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19 февраля 2019 г. № 123. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321979/

117. Богачкова, Л.Ю. К анализу проблем функционирования предприятий региональной электроэнергетики на либерализованном рынке в условиях кризиса / Л.Ю. Богачкова // Анализ, моделирование и прогнозирование экономических процессов: материалы I Международной научно-практической Интернет-конференции. – Воронеж, 2009. – С. 62-70.

118. Богачкова, Л.Ю. Проблемы и пути развития распределительных сетевых компаний на либерализуемых региональных рынках электроэнергии/ Л.Ю. Богачкова, Е.А. Москвичев, А.О. Зазулина, А.С. Кареева // Региональная экономика: теория и практика –2011. – №. 35.–С. 66-72.

119. Костин, В.Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики / В.Н. Костин. – Санкт-Петербург: СЗТУ, 2003. – 120 с.

120. Ящура, А.И. Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования/ А.И. Ящура. – Москва: НЦ ЭНАС, 2006. – 360 с.

121. Levitin, A. *Introductio to The Design and Analysis of Algorithms* / A. Levitin. – Addison Wesley, 2011. – 593 pp.
122. Диго, С.М. Базы данных. Проектирование и создание: Учебно-методический комплекс. / С.М. Диго. – Москва: Изд. центр ЕАОИ, 2008. – 171 с.
123. Beighley, L. *Head First SQL: Your Brain on SQL - A Learner's Guide* / L. Beighley. – O'Reilly Media, 2007. – 610 pp.
124. Chernova, A. *Designing Database for Decision Support System for Development of Electrical Grid* / A. Chernova // *International Ural Conference on Green Energy (UralCon, IEEE Conferences)*, Chelyabinsk, 2018, P. 181 – 186. DOI: 10.1109/URALCON.2018.8544303 (Scopus)
125. Мирошниченко, Г.А. Реляционные базы данных. Практические приемы оптимальных решений / Г.А. Мирошниченко. – БХВ-Петербург, 2005. – 400 с.
126. Семенова, Н. Г. Разработка функциональной модели СППР по развитию систем электроснабжения промышленного кластера/ Н.Г. Семенова, А.Д. Чернова // Школа-семинар молодых ученых и специалистов в области компьютерной интеграции производства: материалы. – Оренбург: ОГУ, 2016. – С. 370-373.
127. Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Оренбургской области на период 2018-2022 гг.

Приложение А. Расчет стоимости демонтажа оборудования

Стоимость демонтажа оборудования определяется как:

$$K_{дем} = k_{ицСМР} \cdot (N_{Вдем} \cdot C_{Вдем} + N_{Тр.дем} \cdot C_{Тр.дем} + m_k \cdot C_{к.дем} + V_{жб} \cdot C_{жб.дем} + M_{ст} \cdot C_{ст.дем} + L_{пр} \cdot C_{пр.дем})$$

где $C_{В.дем}$ – стоимость демонтажа выключателей, тыс.руб./шт;

$C_{Тр.дем}$ – стоимость демонтажа трансформаторов, тыс.руб./шт;

$C_{к.дем}$ – стоимость демонтажа металлических конструкций под оборудование, тыс.руб./т;

$C_{жб.дем}$ – стоимость демонтажа железобетонных опор, тыс.руб./м³;

$C_{ст.дем}$ – стоимость демонтажа стальных опор, тыс.руб./т;

$C_{пр.дем}$ – стоимость демонтажа проводов и грозозащитных тросов, тыс.руб./км;

$N_{Тр.дем}, N_{В.дем}$ – число демонтируемых выключателей, трансформаторов, шт;

m_k – масса металлических конструкций под оборудование, т;

$V_{жб}$ – объем железобетонных опор, м³;

$M_{ст}$ – масса стальных опор, т;

$L_{пр}$ – длина линии, км.

Остаточная стоимость рассчитывается для оборудования, не отработавшего нормативного срока службы и выбывшего на t -ом году [94]:

$$K_{ост} = K_{дем.об} \cdot \left(1 - \frac{a_p \cdot t}{100}\right),$$

где $K_{дем.об}$ – первоначальная стоимость демонтируемого оборудования, принимается по действующим ценам, тыс.руб;

a_p – норма амортизационных отчислений на реновацию, %;

t – продолжительность эксплуатации оборудования до его демонтажа, лет.

Приложение Б. Расчет показателей надежности

Для однотраснфомарторных подстанций с последовательным соединением всех элементов параметр потока отказов составит:

$$\omega_{\Pi} = \sum_{i=1}^n \mu_i.$$

Для определения результирующего времени плановых простоев группы последовательно соединенных элементов необходимо учитывать то обстоятельство, что элемент имеющий меньшее T_{Π_i} , может быть отремонтирован внутри интервала планового простоя элемента, имеющего наибольшее T_{Π_j} . Для этого надо сравнить частоту проведения планового ремонта i -го и j -го элементов. Тогда:

$$T_{\Pi} = \frac{\gamma}{\omega_{\Pi}} \cdot \sum_{i=1}^{n-m} (\mu_i - \mu_{i-1}) \cdot T_{\Pi_i}.$$

Причем элементы i в сумме располагаются в порядке убывания T_{Π_i} . Слагаемые, для которых $\mu_i - \mu_{i-1} \leq 0$, в сумму не включаются (их количество обозначено m). Коэффициент $\gamma = 1,2$ при числе элементов $n > 3$;

$$\omega_B = \sum_{i=1}^n \omega_i,$$

$$T_B = \frac{1}{\omega_B} \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot T_{B_i},$$

$$T = T_B + T_{\Pi}.$$

Коэффициент вынужденного простоя:

$$K_B = \omega_{\Pi} \cdot T_{\Pi} + \omega_B \cdot T_B.$$

Таблица Б.2 – Таблица состояний и событий для схемы 4Н в случае отключения полного отключения

i-отказ	j-ремонт																																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31				
1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1		
2	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0		
3	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
4	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	
5	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
6	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	
7	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
8	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	
9	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
10	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
11	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
12	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	
13	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
14	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	
15	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0
16	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0
18	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0
28	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0
29	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0

Таблица В.1 – Обучающая выборка с подстанциями и питающими их линиями электропередач

№ ПП	U ВН	U СН	U НН	Длина ЛЭП до 1 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			Длина ЛЭП до 2 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			№ тип. сх.	Тип выкл. ВН	Тип выкл. СН	Тип выкл. НН	Мощн тр-ра	Число тр-ров	Макс. нагрузка	Кат. над.	Тм
								Лес	Бол.	Нас. Местн					Лес	Бол.	Нас. Местн									
								км	км	км					км	км	км									
1	35		10	18,1	70	1	жб									3Н	М		М	4	1	0,9	3	8205		
2	35		10	42,1	70	1	жб	1,4								3Н	М		М;В	2,5	1	0,4	3	7155		
3	35		10	13,2	95	1	жб									3Н	М		М	4	1	0,54	3	6612		
4	35		10	35,06	70	1	жб				36,3	70	1	жб				М	М	4; 1,8	2	0,86	3	6868		
5	35		10	40,7	70	1	жб									3Н	М		М;В	4	1	0,41	3	6578		
6	110	35	10	17,54	120	1	жб				20,39	120	1	жб		5А	М	М	В;М	16;10	2	6,98	1	7224		
7	110		6	2,56	120	2	мет				2,56					4Н	Э		В;М	16	2	10,46	1	6975		
8	110		10	9,1	120	2	жб									4Н	О		М	2,5; 6,3	2	2,52	2	6882		
9	110	35	10	25,37	120	1	жб				41,22	120	1	жб		4Н	О	М	М	10; 6,3	2	3	2	6817		
10	110	35	10	16,26	95	2	жб									4Н	М	В;М	В	10	2	14,32	1	7791		
11	35		10	17,8	95	1	жб				1,7					3Н	М		М	4	1	0,95	3	6785		
12	35		10	13,1	95	1	жб	5,8								3Н	М		В	3,2	1	2,41	3	6910		
13	110	35	10	41,22	120	1	жб				20,39	120	1	жб		4Н	О	М	М	6,3; 2,5	2	1,13	3	7047		
14	35		10	30,4	70	1	жб									3Н	М		М	4	1	0,2	3	6447		
15	35		10	30,4	70	1	жб				26,8	70	1	жб		4Н	М		М	3,2; 6,3	2	1,03		7393		
16	35		10	40,26	50	1	жб	0,4	1,6	0,6	36,76	95	1	жб		5АН	М		М	4	2	0,68	3	6910		
17	110		10	5,6	70	2	жб									4Н	М		В	2,5	2	0,5	3	5735		
18	110	35	10	40	70	1	жб		0,2							4Н	Э	М;В	М;В	10	2	10,44	3	8546		
19	35		10	1,8	120	2	мет									4Н	М		М	2,5; 1,6	2	0,89	3	6343		
20	35		10	14,9	95	1	жб									3Н	М		М	4	1	0,41	3	7534		
21	35		10	13,1	120	1	жб	0,5			22,04	120	1	жб	3,7			М	М	4; 1,6	2	0,38	3	7072		
22	35		10	15,46	95	1	жб				1,8	26	95	1	жб				В	4; 1,6	2	0,89	2	7792		
23	35		10	15,46	95	1	жб				1,8					3Н	М		М	4	1	0,25	3	7529		
24	110	35	10	31,13	120	1	жб				4,24					4Н	Э	М	В	10; 6,3	2	6,16	3	7307		
25	35		10	21,24	70	1	жб		0,2	1,3						3Н	М		М	4	1		3	6878		
26	110	35	10	32,1	150	1	жб	2,1		0,8	36,9	150	1	жб	2,3			М	М	10	2	5,89	3	7700		
27	35		10	12,9	120	1	жб									3Н	М		М	4	1	0,39	3	7156		
28	110	35	10	69	150	1	жб	2,3		5,1	13,25	150	1	жб		5АН	М	М	М	6,3	2	1,26	3	7959		
29	35		10	22,1	95	1	жб									3Н	М		М	1,6	1		3	7160		
30	110		10	2,6	150	2	жб									4Н	О		М	6,3	2	1,24	3	7505		
31	110	35	10	7,83	150	2	жб									4Н	О	М	В	16; 10	2	14,8	1	7302		
32	35		10	0,3	120	2	жб									4Н	М		М	6,3	2	7,7	3	7352		
33	110	35	10	17,75	120	1	жб				33	70	1	жб				М	М	6,3	2	0,55	3	8085		
34	110	35	10	33	70	1	жб									4Н	О	М	Э;М	6,3	2	2,89	3	7926		
35	110	35	10	15,5	120	1	жб				42,5	120	1	жб	4,2			М	М	10	2	2,54	1	6917		
36	110		10	27,4	120	1	жб	1		0,4	15,5	120	1	жб		4Н	О		М;В	6,3; 2,5	2	0,69	3	6939		
37	35		10	14,9	50	1	жб									3Н	М		М	2,5	1	0,34	3	6469		
38	35		10	19,3	70	1	жб									3Н	М		М	1,6	1	0,3	3	6510		
39	35		10	14,6	95	1	жб									3Н	М		М	4	1	0,12	3	6663		
40	110	35	10	27,4	120	1	жб	1			54,3	120	1	жб	8,1			М	М	В;М	10	2	7,3	1	7129	
41	35		10	17,5	95	1	жб									3Н	М		М	5,6	1	0,56	3	7280		

Продолжение таблицы В.1

№ ПП	U ВН	U СН	U НН	Длина ЛЭП до 1 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			Длина ЛЭП до 2 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			№ тип. сх.	Тип выкл. ВН	Тип выкл. СН	Тип выкл. НН	Мощн тр-ра	Число тр-ров	Макс. нагрузка	Кат. над.	Тм
								Лес	Бол.	Нас. Местн					Лес	Бол.	Нас. Местн									
								км	км	км					км	км	км									
42	35		10	22,98	50	1	дер	0,3		2,88					3Н	М		М	4	1	0,82	3	7251			
43	35		10	22,93	95	1	жб			1,76	26,4;	70;	1	жб	0,6	4	М		М	4	2	0,4	3	7765		
44	35		10	23,5	70	1	жб								3Н	М		М	4	1	0,44	3	6783			
45	35		10	12,5	95	1	жб								3Н	М		М	1,6	1	0,18	3	7403			
46	35		10	24,78	50	1	жб				25,9	50	1	жб		5Н	М		М	4	2	1,13	2	7716		
47	35		10	25,9	50	1	жб								3Н	М		М	2,5	1	0,68	3	6937			
48	35		10	34,34	70	1	жб				17,57	70	1	жб		4Н	М		М	4; 3,2	2	1,17	3	7786		
49	35		10	20,3	70	1	жб	10							3Н	М		М	4	1	1,63	3	7519			
50	110		10	54,3	120	1	жб	8,1		0,9	40	120	1	жб		4Н	О		М	2,5	2	0,47	3	6746		
51	110	35	10	49,7	95	1	жб				28	95	1	жб		5Н	ЭМ	М	Э	25;16	2	14,84	1	7692		
52	35		10	28,8	95	1	жб	4,2							3Н	М		М	2,5	1	0,43	3	7336			
53	35		10	21,4	70	1	жб								3Н	М		М	4	1	0,52	3	6932			
54	110		10	22,4	95	1	жб				27,3	95	1	жб		4Н	О		В;М	10; 6,3	2	4,11	3	7625		
55	35		10	14,7	95	1	жб			1,7					3Н	М		М	2,5	1	0,44	3	7938			
56	35		10	40,19	95	1	жб			1,44					6Н	М		М	4	1	2,66	3	7737			
57	35		10	26,8	95	1	жб	6							3Н	М		М	4	1	0,76	3	6854			
58	35		10	22,7	95	1	жб								3Н	М		М	4	1	0,52	3	7653			
59	110	35	10	60,9	185	1	жб	0,5			53,26	150	1	жб		5АН	Э	М	М	10	2	7,75	2	7392		
60	35		10	27,4	95	1	жб			3,9	25,25	50	1	дер		5АН	М		М	4	2	1,74	3	6762		
61	35		10	22,5	95	1	жб			0,1	0				4	М		М	4	2	0,52	3	6740			
62	35		6	4,8	120	1	мет			4,8	7,8	150	1	мет	1,4			В	16			14,4	1,2	7436		
63	110	10	6	2	150	2	мет			1,52					4Н	Э		В	25			6,79	3	7650		
64	35		10	7,5	120	2	мет	1,8		3	3,53	150	1		9	М		М	4			4,53	3	8061		
65	110	10	6	1	120	2	мет			1					4Н	О		М	40			14,1	1,2	7296		
66	35		10	34,08	120	1	жб			4,8		0	0		3Н	М		М	4			0,55	3	7840		
67	35		10	41,12	95	1	жб	0,4		3		0	0		3Н	М		М	4			1,08	3	6951		
68	35		6	0,09	70	1	жб					0	0		3Н	М		М	3,15			0,47	3	6236		
69	110	35	10	8,6	120	1	жб	0,2		0,6	0,6	120	1	жб		4Н	О	М	М	16;10		18,5	1	7605		
70	35		10	2,99	70	1	жб			0,52	18,9	70	1	жб	0,6	4Н	М		М	4		1,21	1	6479		
71	35		10	16,06	70	1	жб	0,8		0,52	27	95	1	жб	0,3	4Н	М		М	2,5;4		1,82	3	7730		
72	110	35	10	67,8	120	1	жб	12			36,8	120	1	жб	1,5	9	М	М	М	10		5,62	2	7478		
73	35		10	31	70	1	жб	5		2					3Н	М		М	2,5	1	0,73	3	6755			
74	35		10	21,5	50	1	жб	0,3		0,6					3Н	М		М	4	1	1,63	3	7314			
75	110		10	21,2	120	1	жб	0,3		2	47,7	120	1	жб	2,1	4Н	О		М	6,3;2,5	2	1,43	3	7058		
76	35		10	26,09	70	1	жб	0,8							3Н	М		М	2,5	1	0,61	3	7123			
77	35		6	7,322	95	1	жб	1,1							1	О		М	2,5	1	0,1	3	8760			
78	35		6	6,9	95	1	жб	1,1							1	О		М	4	1	0,1	3	8760			
79	35		10	11,82	70	1	жб	3,7		2	14,2	95	1		3Н	М		М	4	1	0,79	3	6973			
80	35		10	31	95	1	жб	5,3		4,25	14,2	95	1	жб	4,2	3Н	М		М	4	1	0,61	2	6857		
81	35		10	18,5	50	1	жб	19			31	95	1	жб	5,3	4Н	О		М	4	2	0,9	3	7620		
82	35		10	21,5	95	1	жб			2,35	27	95	1		4Н	М		М	4	2	0,73	3	7681			
83	35		10	22,2	50	1	жб	22			18,5	50	1	жб	19	9	М		М	4	2	0,39	2	5339		

Продолжение таблицы В.1

№ ПП	U ВН	U СН	U НН	Длина ЛЭП до 1 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			Длина ЛЭП до 2 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			№ тип. сх.	Тип выкл. ВН	Тип выкл. СН	Тип выкл. НН	Мощн тр-ра	Число тр-ров	Макс. нагрузка	Кат. над.	Тм
								Лес	Бол.	Нас. Местн					Лес	Бол.	Нас. Местн									
								км	км	км					км	км	км									
84	110	35	10	51,34	120	1	жб	3,1		1,5	22,4	95	1			4Н	О	М	М	16;25	2	18,6	1	8006		
85	35		10	27	95	1	жб	2,3	0,3	2	22,5	95	1	жб	1,4	0,8	1	3Н	М	М	М	4	1	0,36	3	7171
86	35		10	22,5	95	1	жб	1,4	0,8	1	23,38	95	1				4Н	О		М	2,5	2	0,24	3	8054	
87	35		10	23,38	70	1	жб				7,125	70	1	жб			2,1	3Н	М		М	4	2	0,63	3	7875
88	35		10	14,2	50	1	жб				7,125	70	1	жб			2,1	4Н	М		М	4	2	1,51	3	7003
89	110	35	10	28,9	120	1	жб	0,3		0,17	12,918	120	1	жб			0,9	4Н	О	М	М	10	2	5,29	3	7878
90	110	35	10	40	120	1	жб	1,2			68,282	120	1	жб			9	Э	М	В	В	6,3;10	2	2,22	3	7562
91	110	35	10	28,9	120	1	жб	0,3		0,17	37,6	120	1	жб			1,5	13	М	М	М	10	2	4,71	1	7215
92	110	35	10	38,3	70	1	дер	0,5	2	1,5	38,1	150	1	жб	0,3	2	1,5	4Н	О	М	М	16	2	9,94	3	7423
93	35		10	37,2	70	1	жб	3,1										3Н	М		М	4	1	0,63	3	6197
94	35		10	31,7	95	1	жб	0,8	0,3		12	95	1	жб			1,7	3Н	М		В	4	1	0,37	3	5727
95	35		10	12	95	1	жб			1,7	21,145	95	1	жб			0,98	3Н	М		М	4	1	0,79	3	6511
96	35		10	21,15	95	1	жб			0,98	31	95	1					4Н	М		М	4	2	0,32	3	7013
97	35		10	31	95	1	жб	0,2		0,6	17,1	70	1	жб			1,6	3Н	М		М	4	1	0,25	3	7192
98	110	35	10	37,6	120	1	жб	0		1,5	53,26	150	1					12	Э	М	М	10	2	3,25	3	8086
99	110		10	13,57	120	1	жб	2,8			5,592	120	1	жб				4Н	О		М	6,3	2	5,49	2	7444
100	35		10	28,34	95	1	жб	5,7			34,74	95	1	жб	2,6			4Н	М		М	6,3	2	2,18	2	7811
101	35		6	7,5		2	жб											4Н	М		М	6,3	2	0,93	2	7361
102	110	35	10	22,3	95	1	жб	6	0,5	2	4,63	95	1					12	Э	В	В	10	2	4,48	1	7495
103	110		10	1,36	95	1	жб				2,2	120	1					4Н	О		М	6,3	2	3,12	1,2	6443
104	35		10	32,4	95	1	жб	0,4										3Н	О		М	4	1	0,69	3	6380
105	110	35	10	33,48	120	1	жб	1,4		0,9	48,394	120	1					4Н	О	В	М	16;10	2	10,1	1	7383
106	35		10	19	70	1	жб											3Н	М		М	4	1	0,72	3	7059
107	35		10	28,27	95	1	жб				34,74	95	1	жб	2,6			3Н	М		М	4	1	1,45	3	6980
108	110	35	10	49,75	120	1	жб	0,2			55	120	1					4Н	М	М	М	6,3;10	2	7,8	3	6897
109	35		10	26,2	95	1	жб				8,8	70	1	жб				3Н	М		М	2,5	1	0,54	2	7567
110	35		10	13,465	50	1	жб	1,3			22,7	70	1	жб		0,3		4Н	М		М	2,5	2	1,1	2	7642
111	35		10	13,8	70	1	жб			0,1	20,79	95	1	жб	3,9		2,4	3Н	О		М	2,5	1	0,58	3	7819
112	35		10	8,8	70	1	жб				20,79	95	1	жб	3,9			4Н	М		М	2,5	2	1,45	2	7438
113	110	35	10	31,8	120	1	жб	3			25,2	120	1	жб	1,2		2	4Н	О	М	В	10	2	5,37	3	7403
114	110	35	10	25,2	120	1	жб	1,2			1,6	120	2	мет			1,5	12	М	М	М	16	2	12,1	1,2	6948
115	110	35	10	34,2	120	1	жб											3Н	О		М	6,3	1	1,25	3	7314
116	110	35	10	28,9	120	1	жб	1,8		1,2								3н	О	М	М	10	1	0,86	3	7853
117	35		10	35,9	70	1	жб	6,2		1,5								4Н	О		М	4	2	1,86	3	6948
118	35		10	10,75	70	1	жб	0,1		0,8								4Н	О		М	1,6	2	0,27	3	6794
119	110		10	28	120	1	жб	0,7		0,12	20,1	120						4Н	О		М	2,5	2	1,01	3	7012
120	110	35	10	20,1	120	1	жб	0,3		0,12	29,5	120	1	жб	0,8			5Н	О	М	М	10	2	0,27	2	7014
121	35		10	14,8	95	1	жб											3Н	О		М	4	1	0,31	2	5716
122	35		10	20,85	50	1	жб	0,6		5,6	23,9	120	1	жб	2,5		0,12	4Н	О		М	4;2,5	2	2,28	2	7137
123	110		10	12,261	185	1	жб	1,4		12,3	49,75	120	1	жб	0,2			12	М		М	25	2	19,8	1	6657
124	110		10	0,25	120	2	мет											4Н	Э		М	25	2	23,7	3	6530
125	110		10	0,7	185	2	мет											4Н	М		М	25	2	14,5	2	7023

Продолжение таблицы В.1

№ ПП	U ВН	U СН	U НН	Длина ЛЭП до 1 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			Длина ЛЭП до 2 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			№ тип. сх.	Тип выкл. ВН	Тип выкл. СН	Тип выкл. НН	Мощн тр-ра	Число тр-ров	Макс. нагрузка	Кат. над.	Тм
								Лес	Бол.	Нас. Местн					Лес	Бол.	Нас. Местн									
								км	км	км					км	км	км									
126	110	10	6	12,45	185	1	жб			12,5	10,7	120	1	мет	6,4		10,7	9	М		М	40	2	36,4	3	7319
127	110		6	0,05	120	2	мет											4Н	Э		В	16; 25	2	12,4	1,2	7266
128	110	10	6	4,85	120	1	мет	1,7		3,6	8,5	120	1	мет	8		8,5	4Н	М		В	25	2	10,6	3	7104
129	110		10	13,62	185	1	жб	5,5		13,6	18,41	185	1	жб				12	Э		В	25	2	10,5	3	7301
130	110	10	6	5,9	185	2	мет			5,9								4Н	Э		В	40	2	20	3	7347
131	110		10	31,25	120	1	жб	2,1		4,6	21,284	150	1	мет			21,3	4Н	Э		В	25	2	5,89	1	7574
132	110	35	10	0,25	120	2	мет											4Н	О	М	М	10	2	6,37	1	7821
133	35		10	17,95	95	1	жб	2,4										4Н	О		М	4; 2,5	2	1,29	3	7271
134	35		10	3,3	120	1	жб	0,3			28,25	95	1	жб	1,3		1,6	4Н	М		М	2,5	2	1,26	3	7320
135	110	35	10	27,59	150	1	жб				71,85	150	1	жб	0,7		1,2	9	М	М	М	16	2	17,3	1,2	7338
136	110	35	6	1,49	150	2	жб											4н	О	М	В	10	2	5,95	1	7496
137	35		10	25,8	50	1	жб											6Н	М		М	4	1	1,17	3	7867
138	35		10	20,8	95	1	жб	2,7										3Н	М		М	4	1	1,17	3	6303
139	35		10	22,5	70	1	жб	0,21										3Н	М		М	3,2	1	0,33	3	6846
140	35		10	30,5	120	1	жб	0,32										3Н	М		М	4	1	0,20	3	8262
141	35		10	26,8	95	1	жб	0,15		0,2								6Н	М		М	4	1	0,42	3	6796
142	35		10	18	95	1	жб			0,1								4Н	М		М	4	2	1,18	3	6596
143	110	35	6	10,17	120	2	мет											5АН	М	М	М	40	2	25,78	1	8268
144	35		10	5,9	120	1	жб				4	120	1	жб				5АН	М		М	10; 6,3	2	5,78	1	7028
145	35		10	51,8	70	1	жб	1,6			48,2	120	1	жб		0,15		4Н	М		М	4	2	0,51	3	6591
146	35		10	30,5	95	1	жб				15	95	1	жб	0,3			4Н	М		М	7,5; 6,3	2	0,62	3	7485
147	35		10	13	95	1	жб	5,7										3Н	М		М	2,5	1	0,38	3	6066
148	35		10	20,6	95	1	жб	5,7			13	95	1	жб	6			4Н	М		М	4	2	1,84	3	6039
149	35		10	35	70	1	жб											3Н	М		М	4	1	0,12	3	7486
150	110		6	14,09	185	2	мет	0,164	0,166									5АН	М		М	6,3	2	2,20	1	5140
151	110		10	2,48	150	2	мет											4Н	М		М;В	10	2	8,68	3	6620
152	110	35	10	5,67	120	2	мет											4Н	Э	М;Э	М	40	2	43,9	1	7151
153	35		10	4,5	120	2	жб											7	М		В	10	2	12,01	1	6711
154	35		10	2,3	120	1	мет	0,2		4,1								5АН	Э		В	10	2	6,42	2	6981
155	35		10	2,3	120	2	мет	0,12		2,27								4Н	М		М	10	2	5,81	1	6506
156	35		6	8,7	120	1	мет		0,07		3	120	1	мет				4Н	М		В	16; 10	2	9,62	1	7299
157	110		10	29,5	185	2	мет	0,6	0,31									5АН	М		М	25	2	7,99	2	7225
158	110	35	6	25	185	2	мет	0,6	0,31									4Н	М	Э	В	10	2	7,19	3	7588
159	110	35	6	7,29	120	2	жб				0,499	120	1	жб				4Н	М	М	В	25	2	14,88	1	7378
160	35		10	17,1	95	1	жб	3,6			16,3	95	1	жб	1			4Н	М		М	4	2	3,17	3	7053
161	35		10	16,3	95	1	жб	1,2			23,5	95	1	жб				4Н	М		М	4	2	0,69	2	7712
162	35		10	7,8	95	1	жб		0,711		5,9	95	1	жб		0,7		5АН	Э		В	6,3	2	4,49	2	6479
163	110	35	10	45,4	185	1	жб	0,3			2,41;	185	1	мет				5АН	М	М	В	16	2	13,94	3	6602
164	110		10	15,5	95	1	жб		0,18		62,5	95	1	жб				5АН	М		М	6,3	2		1	7194
165	110	35		53,5	120	2	жб		1		86,4	120	2	жб				5АН	Э	М		40	2	19,33	1	8313
166	35		10	20,3	120	1	жб	1,26			5,1	120	1	жб				5АН	М		М	6,3; 4	2	3,12	3	6653
167	35		10	27	120	1	жб		0,2		5,1	120	1	жб				5АН	М		М	4; 2,5	2	1,8	1	7981

Продолжение таблицы В.1

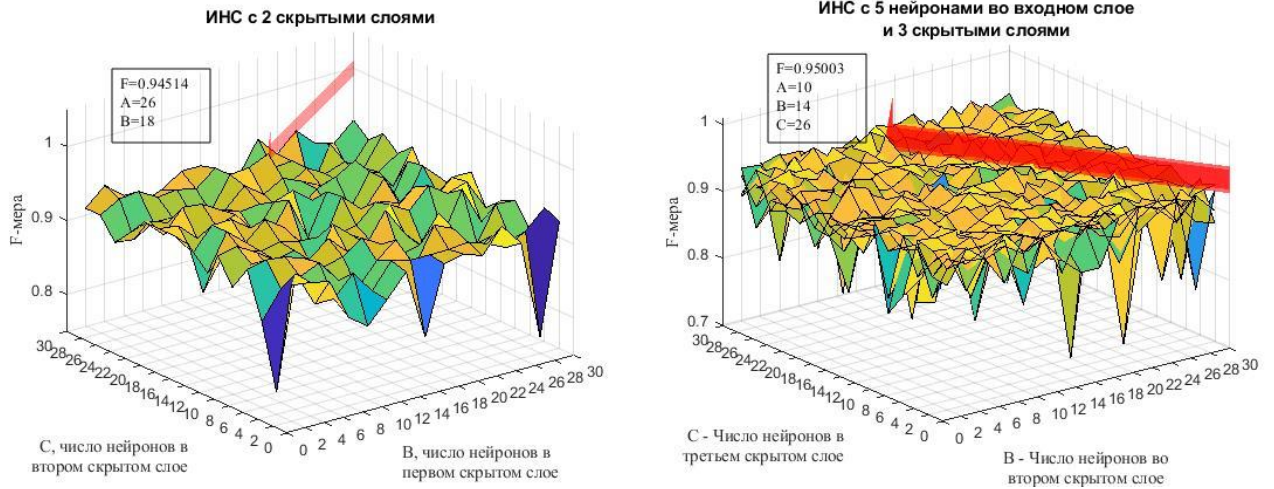
№ ПП	У ВН	У СН	У НН	Длина ЛЭП до 1 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			Длина ЛЭП до 2 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			№ тип. сх.	Тип выкл. ВН	Тип выкл. СН	Тип выкл. НН	Мощн тр-ра	Число тр-ров	Макс. нагрузка	Кат. над.	Тм
								Лес	Бол.	Нас. Местн					Лес	Бол.	Нас. Местн									
								км	км	км					км	км	км									
168	35		10	23,5	95	1	жб				23,5	95	1	жб				5АН	М		М	1,6	2	0,36	3	7500
169	35		10	5,9	95	1	жб	0,25			9,4	95	1	жб				4Н	М		М	4; 2,5	2	0,75	3	6754
170	35		10	32	50	1	жб				23,5	95	1	жб				5АН	М		М	4; 2,5	2		2	7459
171	35		10	13,1	70	1	жб											3Н	М		М	4	1	0,35	3	8396
172	35		10	46,8	70	1	жб	0,8										4Н	М		М	1,8	2	0,33	3	7175
173	35		10	20,7	120	1	жб				27	120	1	жб		0,2		5АН	Э;М		М	6,3; 4	2	0,65	3	7225
174	35		10	45,5	120	1	жб				18,7	120	1	жб				5АН	М		М	1,6; 1	2	0,24	3	8760
175	110	35	6	23,87	120	1	жб	0,9			67,5	185	1	жб		1,61		5АН	М	М	М	10	2	3,72	3	7110
176	35		10	19	120	1	жб	0,2	0,72		21,7	120	1	мет				5АН	М		М	1	2	0,55	3	7611
177	35		10	12,2	120	1	жб											3Н	О		М	4	1	0,24	3	7519
178	35		6	15	70	1	жб				5,8	120	1	жб				5АН	Э		В	4; 3,2	2	0,41	3	8012
179	35		10	40,5	120	1	жб	0,16	0,3		19,7	120	1	жб				5АН	М		М	2,5; 1,6	2	0,25	1	7483
180	35		10	19,7	120	1	жб				10,4	120	1	жб		0,42		5АН	М;Э		М	1,6	2	0,84	1	7142
181	35		10	18,1	95	1	жб											6Н	М		М	4	1	0,23	3	8760
182	35		10	12,5	95	1	жб				18,1	95						4Н	М		М	4; 2,5	2	0,73	3	6867
183	35		10	34,8	120	1	жб											6Н	М		М	10	1	0,6	3	7497
184	35		10	0,47	120	2	мет				4,5	120	2	жб				5АН	М		М	6,3; 4	2	2,36	2	5958
185	35		10	15,1	95	1	жб		0,25									3Н	М		М	3,2	1		3	8171
186	35		10	25,6	120	1	жб											4Н	М		М	4	2		3	7924
187	35		10	23,2	120	1	жб											3Н	Э		М	6,3	1	1,02	3	6589
188	35		10	27,3	95	1	жб	0,26	0,12		23,2	120	1	жб				5АН	М		М	4; 2,5	2	0,36	3	7029
189	35		10	3,16	120	2	мет											4Н	Э		В	4	2	4,50	3	6907
190	110	35	10	26,7	120	1	жб	0,5										3Н	О		М	16	1		3	7830
191	35		10	37,4	50	1	жб				32,4	70	1	жб	90			5АН	Э		М	2,5	2	0,6	3	7347
192	110	35	10	58,4	120	1	жб	0,1	0,27									6Н	М		М	16	1	2,28	3	6596
193	110	35	10	40,19	185	1	жб				17,47	185	1	жб				5АН	Э	М	В	16; 10	2	4,02	3	7190
194	35		10	31,2	70	1	жб	0,2			38,5	70	1	жб				4Н	Э;М		М	4	2	0,82	3	6620
195	35		10	24,6	120	1	жб				21,7	70	1	жб				4Н	М		М	4	2	0,63	3	6587
196	35		10	32,4	70	1	жб				49,4	70	1	жб				5АН	М		М	4	2	0,66	3	7419
197	35		10	29,3	70	1	жб				21,7	70	1	жб				5АН	М		М	4	2	0,75	3	6925
198	35		10	30,7	70	1	жб	0,1			29,3	70	1	жб				4Н	М		М	2,5	2	0,56	3	7595
199	35		10	48,2	120	1	жб	0,4										4Н	М		М	4	2	0,86	3	7403
200	35		10	31	120	1	жб				15,2	70	1	жб				5АН	М		М	2,5	2	0,33	3	6840
201	35		10	53,4	120	1	жб											6Н	М		М	4	1	0,25	3	7424
202	35		10	27,3	120	1	жб											6Н	М		М	4	1	0,45	3	7038
203	110	35	6	17,47	185	2	жб				99,53	185	1	жб				5АН	М		М	40	2	26,13	1	8560
204	110	35	10	24,3	120	2	жб	0,6			24,3	120	2	жб				4Н	О	М	М	25; 16	2	7,09	3	6135
205	35		10	21,4	50	1	жб	0,8										3Н	М		М	4	1	0,49	3	6419
206	35		10	15,7	50	1	жб											3Н	М		М	4	1	0,53	3	6903
207	110	35	10	0,1	120	1	мет											3Н	М		М	10	1	3,15	3	7175
208	35		10	10,5	50	1	жб											3Н	М		М	4	1	0,54	3	7606
209	35		10	18,7	120	1	жб				0,1	120	1	мет				5АН	М		М	2,5	2	2,36	1	7314

Продолжение таблицы В.1

№ ПП	U ВН	U СН	U НН	Длина ЛЭП до 1 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			Длина ЛЭП до 2 источника	Сечение фазы	Число цепей	Тип опор	Длина участка			№ тип. сх.	Тип выкл. ВН	Тип выкл. СН	Тип выкл. НН	Мощн тр-ра	Число тр-ров	Макс. нагрузка	Кат. над.	Тм
								Лес	Бол.	Нас. Местн					Лес	Бол.	Нас. Местн									
								км	км	км					км	км	км									
210	35		10	20,1	70	1	жб	0,3								3Н	М		М	4	1	0,26	3	7305		
211	35		10	30,0	120	1	жб	0,75								3Н	М		М	4	1	0,45	3	7874		
212	35		10	18,26	120	1	жб	2,1			27,4	50	1	жб	1,9	5АН	М		М	4	2	1,13	3	8077		
213	35		10	27,4	50	1	жб	1,9			18,26	95	1			3Н	М		М	4	1	0,64	3	7914		
214	35		10	11,76	120		жб	0,9								3Н	М		М	4	1	0,83	3	7540		
215	35		10	12,6	95	1	жб	1,6			24	95	1	жб	0,8	3Н	М		М	4; 2,5	2	0,24	3	7264		
216	35		10	24,77	70	1	жб									6Н	М		М	4	1	0,99	3	7657		
217	35		10	24	95	1	жб	0,8			23,54	70	1	жб	0,8	4Н	М		М	4	1	1,5	3	7046		
218	35		10	5,0	95	1	жб	0,75			23,54	70	1	жб	0,8	5АН	М		М	4	2	0,66	3	6840		
219	35		10	10,1	95	1	жб	1,97								3Н	М		М	2,5; 1,6	2	1,41	3	7311		
220	35		6	10,0	120	1	жб	0,9			10,1	95	1	жб	1,97	6Н	М		М	2,5	1	1,33	3	8610		
221	110	35	6	42,0	150	2	жб	4,7								4Н	О	М	М	10	2	3,34	2	8037		
222	110	35	6	7,6	120	2	жб	0,25								4Н	Э	М	В	10	2	8,87	3	7155		
223	35		10	6,1	120	1	жб	0,12			11,9	95	1	жб	1,8	5АН	М		М	4	2	0,8	3	7275		
224	35		10	11,9	95	1	жб	1,8			37,1	120	1			4Н	М		М	4	2	0,78	3	6948		
225	35		10	37,1	120	1	жб									3Н	М		М	4	1	0,32	3	6874		
226	110	35	10	28,3	150	1	жб	0,87			27,7	150	1			5АН	М	М	В	10; 6,3	2	1,16	3	7207		
227	35		10	18,7	70	1	жб	0,1								3Н	М		М	4	1	0,08	3	5964		
228	35		10	26,5	70	1	жб	0,65								3Н	М		М	4	1	0,27	3	7130		
229	35		6	3,97	150	1	жб				1,2	150	1	жб	1,2	5АН	М		В	6,3	2	2,73	2	6943		
230	35		6	5,9	150	1	жб	0,8			3,97	150	1	жб		5АН	Э		В	6,3	2	3,99	3	7622		
231	110	35	10	20,2	150	2	жб	1,1								4Н	М	М	М	40	2	18,05	2	8196		
232	35		10	26,44	95	1	жб	0,3			14,21	120	1			5АН	М		М	4	2	1,69	3	6951		
233	35		10	22,93	120	1	жб	0,12								6Н	М		М	4	1	0,48	3	7380		
234	110		10	6,4	150	1	жб	0,25		1,9	0,5	150	1	жб		5АН	М		В	10; 6,3	2	3,43	3	6425		
235	35		6	4,26	120	1	жб	1,6			9,73	70	1	жб		5АН	М		В	6,3	2	9,54	1	7586		
236	35		10	5,67	95	1	жб				26,44	95	1	жб	0,3	5АН	М		М	4	2	2,19	3	6831		
237	35		10	25,75	50	1	жб				34,6	95	1	жб	1,5	5АН	М		В	2,5	2	1,18	3	6921		
238	35		10	9,7	95	1	жб	0,88								5АН	М		М	4; 2,5	2	0,39	3	7037		
239	35		10	17,4	95	1	жб	0,88								3Н	М		М	4	1	1,22	3	8170		
240	35		10	13,8	120	1	жб	2,9			5,1	95	1			8	В		В	6,3	2	2,72	3	6925		
241	110	35	10	19,04	120	1	жб	0,8			30,46	120	1	жб	0,9	4Н	М	М	В	6,3	2	1,41	3	7673		
242	110		10	3,03	120	1	жб	0,1			1,43	120	1	жб		4Н	О		В	16; 10	2	6,96	3	7337		
243	35		10	25	120	1	жб									3Н	М		М	1,6	1	0,53	3	7289		
244	35		10	14,4	120	1	жб	1,9			13,5	95	1			4Н	М		М	2,5	2	1,82	3	8339		
245	35		10	17,07	120	1	жб	3,9								4Н	М		М	4	2	0,19	3	5937		
246	35		10	14,97	50	1	жб	0,25			24,61	95	1	жб		4Н	М		М	4	2	0,95	3	7391		
247	110	35	10	64,93	120	1	жб	0,9			30,46	120	1	жб		5АН	М	М	М	16	2	20,6	2	8115		
248	35		10	22,6	50	1	жб	6,5								4Н	О		М	2,5	2	0,96	3	7872		
249	35		10	17,3	50	1	жб	6								5АН	Э		В	4	2	1,13	3	8389		
250	35		10	22,5	95	1	жб									4Н	О		М	2,5; 1,6	2	1,48	3	8410		

* Сокращения: жб – железобетонная опора, мет – металлическая опора, М – выключатель масляный, Э – выключатель элегазовый, О – отделитель, В – выключатель вакуумный

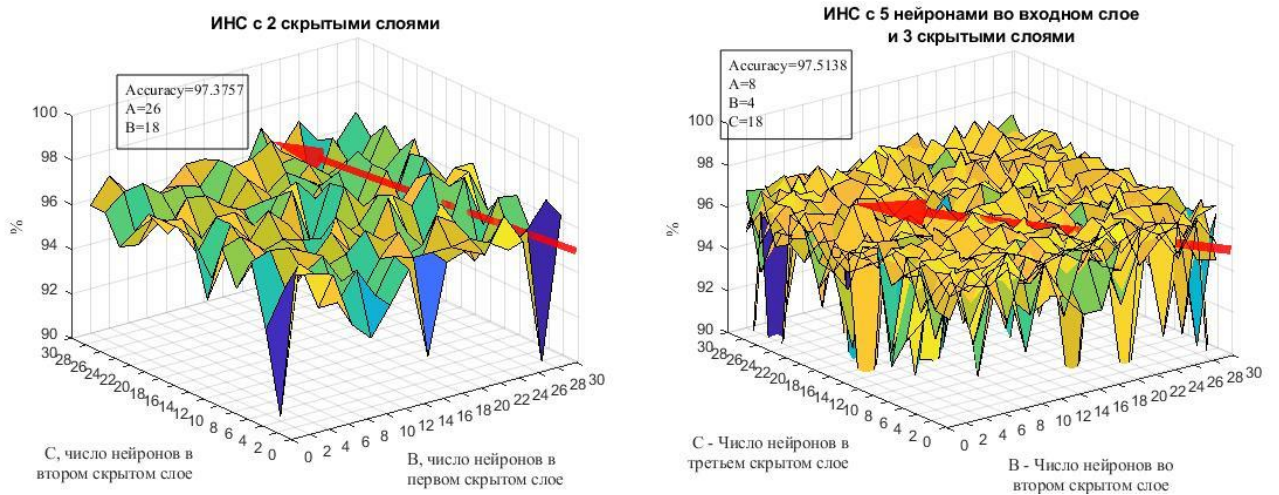
Приложение Г. Результаты обучения при различных параметрах ИНС и алгоритмах обучения



а) Двухслойная сеть

б) Трехслойная сеть

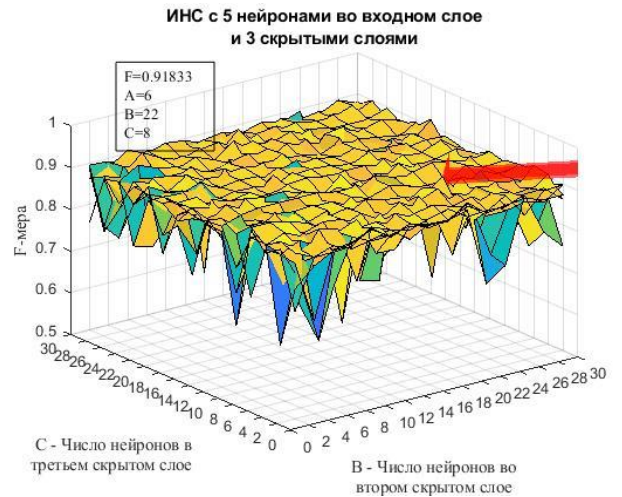
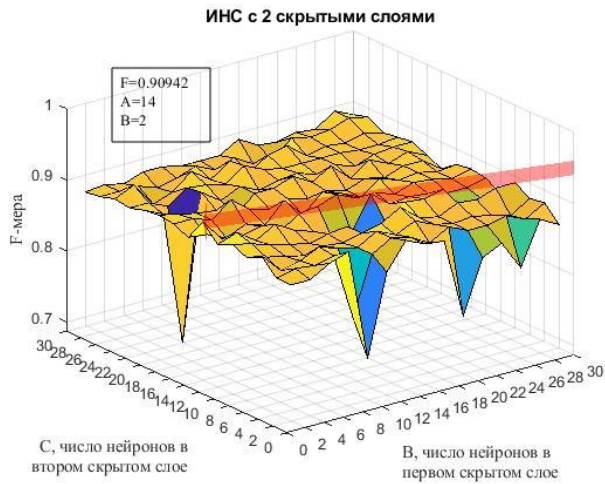
Рисунок Г.1 – Зависимость F-меры от числа нейронов для ИНС, обученной Квази-Ньютоновским алгоритмом тренировки



а) Двухслойная сеть

б) Трехслойная сеть

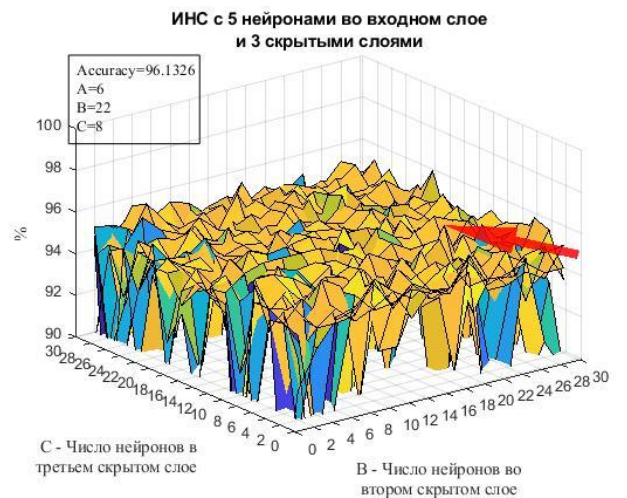
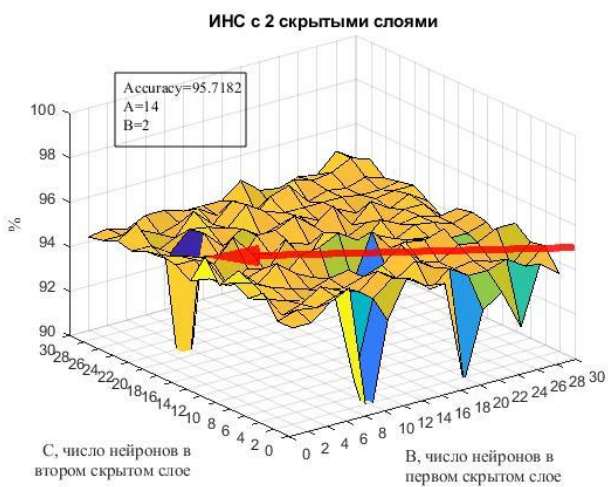
Рисунок Г.2 – Зависимость доли правильных ответов от числа нейронов для ИНС, обученной Квази-Ньютоновским алгоритмом тренировки



а) Двухслойная сеть

б) Трехслойная сеть

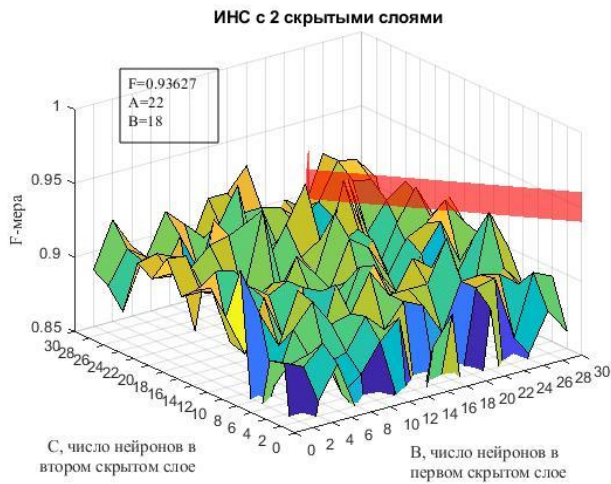
Рисунок Г.3 – Зависимость F-меры от числа нейронов для ИНС, обученной алгоритмом тренировки градиентного спуска с адаптивным обучением



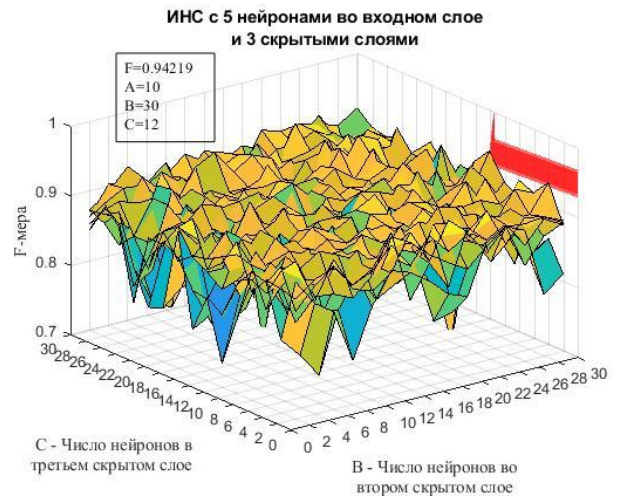
а) Двухслойная сеть

б) Трехслойная сеть

Рисунок Г.4 – Зависимость доли правильных ответов от числа нейронов для ИНС, обученной алгоритмом тренировки градиентного спуска с адаптивным обучением

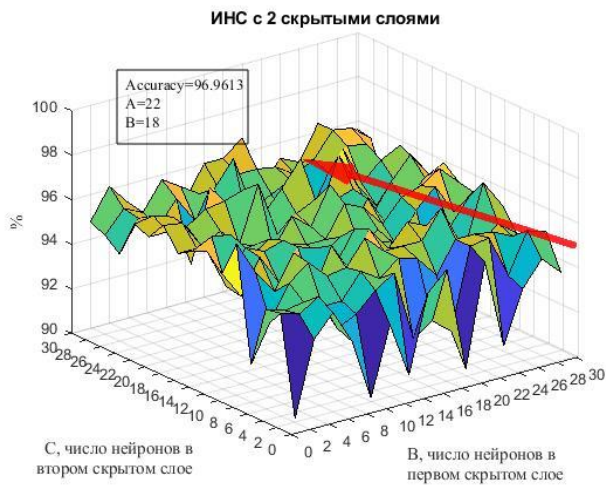


а) Двухслойная сеть

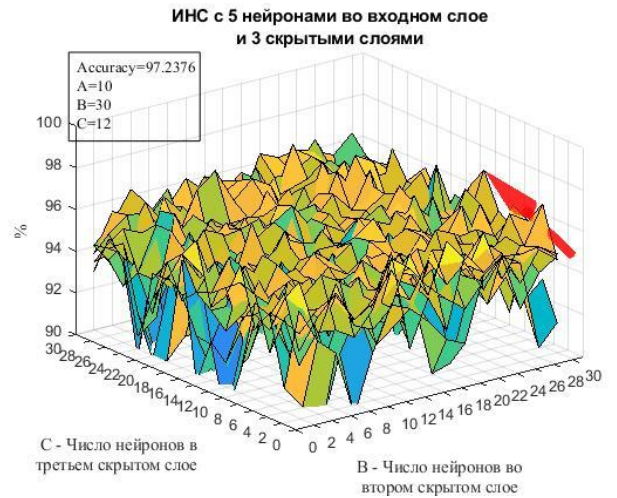


б) Трехслойная сеть

Рисунок Г.5 – Зависимость F-меры от числа нейронов для ИНС, обученной алгоритмом тренировки упругого обратного распространения

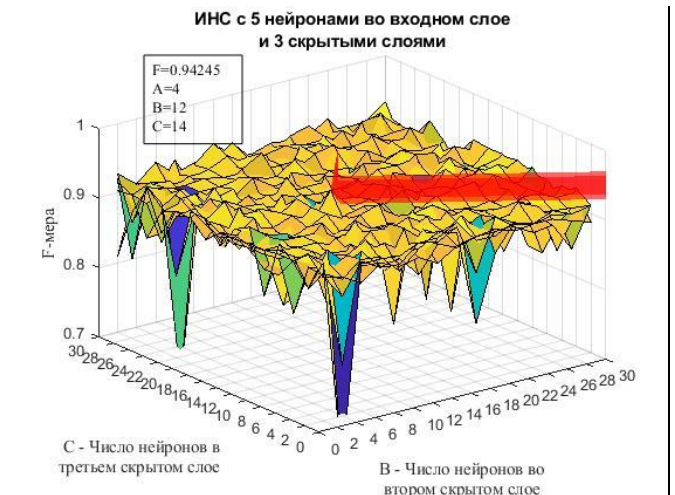
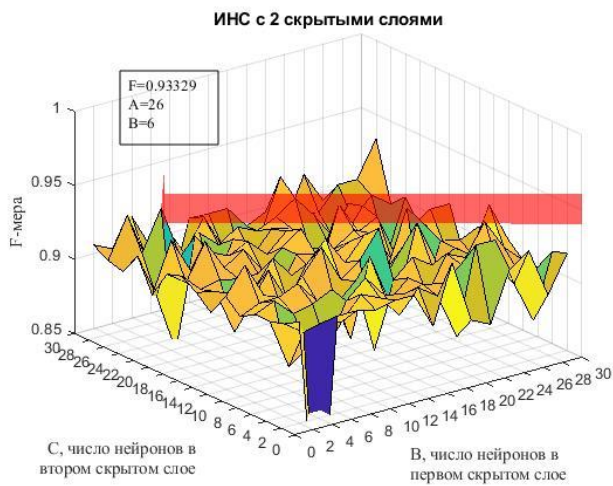


а) Двухслойная сеть



б) Трехслойная сеть

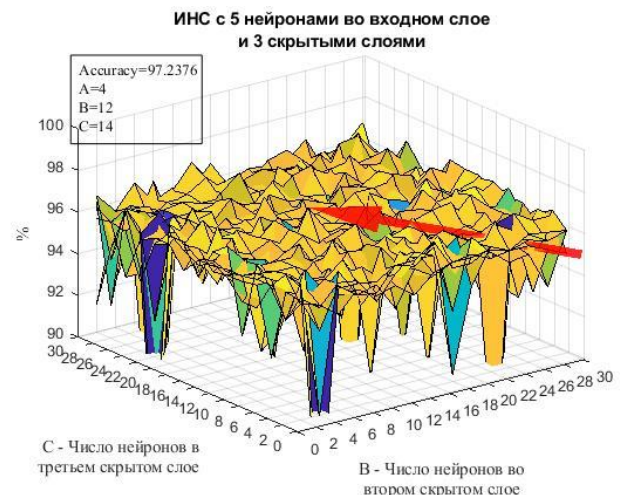
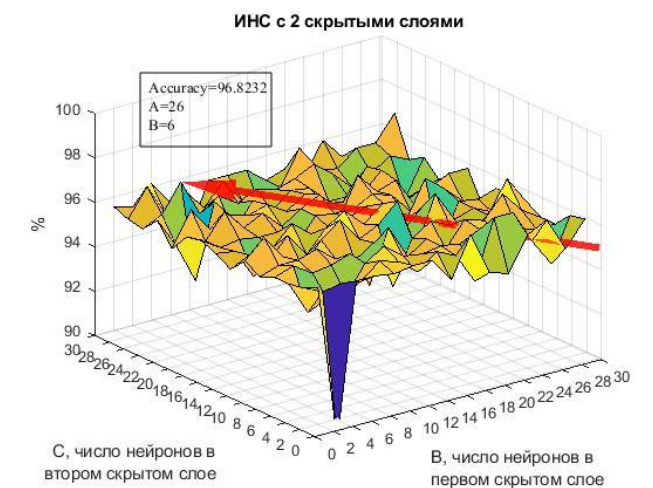
Рисунок Г.6 – Зависимость доли правильных ответов от числа нейронов для ИНС, обученной алгоритмом тренировки упругого обратного распространения



а) Двухслойная сеть

б) Трехслойная сеть

Рисунок Г.7 – Зависимость F-меры от числа нейронов для ИНС, обученной алгоритмом тренировки шкалированных связанных градиентов



а) Двухслойная сеть

б) Трехслойная сеть

Рисунок Г.8 – Зависимость доли правильных ответов от числа нейронов для ИНС, обученной алгоритмом тренировки шкалированных связанных градиентов

Приложение Д. Сформированные альтернативы ТПиР объектов и района электрических сетей

Таблица Д.1 – Сформированные альтернативы объектов ЦЭС

№ альтернативы	Подстанция	Номер типовой схемы	Мощность тр-ра, МВА	Тип выключателя ВН	Тип выключателя НН	Тип выключателя СН	Потери, тыс. кВтч	Затраты, тыс.руб	Ущерб Тys.руб/год	Площадь, м ²	Критерий унификации	Коэффициент предпочтительности
1	Сельская	4Н	25	Элегазовый ОРУ	Маломасляный	Маломасляный	929,67	262806,03	16,06	799,4	0,555	0,00
2	Сельская	4Н	25	Элегазовый ОРУ	Маломасляный	Вакуумный	929,67	250467,54	16,06	799,4	0,555	0,00
3	Сельская	4Н	25	Элегазовый ОРУ	Маломасляный	Элегазовый	929,67	273845,74	16,06	799,4	0,555	0,00
4	Сельская	4Н	25	Элегазовый ОРУ	Вакуумный	Маломасляный	929,67	261376,71	15,71	799,4	0,078	0,64
5	Сельская	4Н	25	Элегазовый ОРУ	Вакуумный	Вакуумный	929,67	249038,21	15,71	799,4	0,078	0,53
6	Сельская	4Н	25	Элегазовый ОРУ	Вакуумный	Элегазовый	929,67	272416,42	15,71	799,4	0,078	0,727
7	Сельская	4Н	25	Элегазовый ОРУ	Элегазовый	Маломасляный	929,67	276825,59	16,25	799,4	0,078	0,757
8	Сельская	4Н	25	Элегазовый ОРУ	Элегазовый	Вакуумный	929,67	264487,10	16,25	799,4	0,078	0,668
9	Сельская	4Н	25	Элегазовый ОРУ	Элегазовый	Элегазовый	929,67	287865,30	16,25	799,4	0,078	0,81
10	Сельская	4Н	25	Вакуумный	Маломасляный	Маломасляный	929,67	266296,28	14,98	799,4	0,216	0,78
11	Сельская	4Н	25	Вакуумный	Маломасляный	Вакуумный	929,67	253957,79	14,98	799,4	0,216	0,78
12	Сельская	4Н	25	Вакуумный	Маломасляный	Элегазовый	929,67	277335,99	14,98	799,4	0,216	0,78
13	Сельская	4Н	25	Вакуумный	Вакуумный	Маломасляный	929,67	264866,96	14,65	799,4	0,216	0,775
14	Сельская	4Н	25	Вакуумный	Вакуумный	Вакуумный	929,67	252528,46	14,65	799,4	0,216	0,775
15	Сельская	4Н	25	Вакуумный	Вакуумный	Элегазовый	929,67	275906,67	14,65	799,4	0,216	0,775
16	Сельская	4Н	25	Вакуумный	Элегазовый	Маломасляный	929,67	280315,84	15,18	799,4	0,216	0,773
17	Сельская	4Н	25	Вакуумный	Элегазовый	Вакуумный	929,67	267977,34	15,18	799,4	0,216	0,773
18	Сельская	4Н	25	Вакуумный	Элегазовый	Элегазовый	929,67	291355,55	15,18	799,4	0,216	0,773
19	Степная	5АН	40	Масляный Баковый	Маломасляный		1975,28	92371,22	159,70	2307	0,55597	0,55
20	Юго-Восточная	5АН	40	Элегазовый ОРУ	Маломасляный	Маломасляный	1997,72	325271,74	114,53	940	0,216	0,37
21	Юго-Восточная	5АН	40	Элегазовый ОРУ	Маломасляный	Вакуумный	1997,72	324622,34	114,53	940	0,216	0,38
22	Юго-Восточная	5АН	40	Элегазовый ОРУ	Маломасляный	Элегазовый	1997,72	331641,33	114,53	940	0,216	0,38
23	Юго-Восточная	5АН	40	Элегазовый ОРУ	Вакуумный	Маломасляный	1997,72	323842,41	112,77	940	0,216	0,553
24	Юго-Восточная	5АН	40	Элегазовый ОРУ	Вакуумный	Вакуумный	1997,72	323193,01	112,77	940	0,216	0,553
25	Юго-Восточная	5АН	40	Элегазовый ОРУ	Вакуумный	Элегазовый	1997,72	330212,00	112,77	940	0,216	0,553
26	Юго-Восточная	5АН	40	Элегазовый ОРУ	Элегазовый	Маломасляный	1997,72	339291,29	115,72	940	0,216	0,552
27	Юго-Восточная	5АН	40	Элегазовый ОРУ	Элегазовый	Вакуумный	1997,72	338641,90	115,72	940	0,216	0,552
28	Юго-Восточная	5АН	40	Элегазовый ОРУ	Элегазовый	Элегазовый	1997,72	345660,89	115,72	940	0,216	0,552
29	Юго-Восточная	5АН	40	Вакуумный	Маломасляный	Маломасляный	1997,72	330507,11	109,03	940	0,216	0,00
30	Юго-Восточная	5АН	40	Вакуумный	Маломасляный	Вакуумный	1997,72	329857,71	109,03	940	0,216	0,00
31	Юго-Восточная	5АН	40	Вакуумный	Маломасляный	Элегазовый	1997,72	336876,70	109,03	940	0,216	0,00

Продолжение таблицы Д.1

№ альтернативы	Подстанция	Номер типовой схемы	Мощность тр-ра, МВА	Тип выключателя ВН	Тип выключателя НН	Тип выключателя СН	Потери, тыс. кВтч	Затраты, тыс.руб	Ущерб Тys.руб/год	Площадь, м ²	Критерий унификации	Коэффициент предпочтительности
32	Юго-Восточная	5АН	40	Вакуумный	Вакуумный	Маломасляный	1997,72	329077,78	107,27	940	0,216	0,629
33	Юго-Восточная	5АН	40	Вакуумный	Вакуумный	Вакуумный	1997,72	328428,39	107,27	940	0,216	0,629
34	Юго-Восточная	5АН	40	Вакуумный	Вакуумный	Элегазовый	1997,72	335447,37	107,27	940	0,216	0,629
35	Юго-Восточная	5АН	40	Вакуумный	Элегазовый	Маломасляный	1997,72	344526,66	110,22	940	0,216	0,627
36	Юго-Восточная	5АН	40	Вакуумный	Элегазовый	Вакуумный	1997,72	343877,27	110,22	940	0,216	0,627
37	Юго-Восточная	5АН	40	Вакуумный	Элегазовый	Элегазовый	1997,72	350896,26	110,22	940	0,216	0,627
38	Степановская	4Н	10	Маломасляный	Маломасляный		1018,84	64287,47	9,83	664,0	0,555	0
39	Степановская	4Н	10	Маломасляный	Вакуумный		1018,84	63572,80	9,57	664,0	0,078	0,97
40	Степановская	4Н	10	Маломасляный	Элегазовый		1018,84	71297,25	10,35	664,0	0,078	0,964
41	Степановская	4Н	10	Вакуумный	Маломасляный		1018,84	55235,07	8,96	664,0	0,21	0
42	Степановская	4Н	10	Вакуумный	Вакуумный		1018,84	54520,41	8,67	664,0	0,21	0,749
43	Степановская	4Н	10	Вакуумный	Элегазовый		1018,84	62244,85	9,32	664,0	0,21	0,737
44	Степановская	4Н	10	Элегазовый	Маломасляный		1018,84	72386,98	9,07	664,0	0,21	0
45	Степановская	4Н	10	Элегазовый	Вакуумный		1018,84	71672,32	8,78	664,0	0,21	0,719
46	Степановская	4Н	10	Элегазовый	Элегазовый		1018,84	79396,76	9,44	664,0	0,21	0,7
47	Степановская	4Н	6,3	Маломасляный	Маломасляный		1084,66	58686,44	9,83	664,0	0,555	0
48	Степановская	4Н	6,3	Маломасляный	Вакуумный		1084,66	57971,77	9,57	664,0	0,078	0,87
49	Степановская	4Н	6,3	Маломасляный	Элегазовый		1084,66	65962,22	10,35	664,0	0,078	0,842
50	Степановская	4Н	6,3	Вакуумный	Маломасляный		1084,66	49634,04	8,96	664,0	0,21	0
51	Степановская	4Н	6,3	Вакуумный	Вакуумный		1084,66	48919,38	8,67	664,0	0,21	0,527
52	Степановская	4Н	6,3	Вакуумный	Элегазовый		1084,66	56643,82	9,32	664,0	0,21	0,51
53	Степановская	4Н	6,3	Элегазовый	Маломасляный		1084,66	66785,95	9,07	664,0	0,21	0
54	Степановская	4Н	6,3	Элегазовый	Вакуумный		1084,66	66071,29	8,78	664,0	0,21	0,5
55	Степановская	4Н	6,3	Элегазовый	Элегазовый		1084,66	73795,73	9,44	664,0	0,21	0,48

Таблица Д.2 – Сформированные альтернативы района ЦЭС

№	Подстанция	Кап. затраты, тыс.руб	Номер типовой схемы	Мощность тр-ра, МВА	Тип выключателя ВН	Тип выключателя НН	Тип выключателя СН
1	Юго-Восточная	292817,7	5АН	40	Замена В1, В2, СВ на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ1 НН, ВВ2 НН, СВ НН на Вакуумный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный
	Степная	84127,4	5АН	25	Масляный баковый	Маломасляный	
	Степановская	49743,3	4Н	10	Замена В1, В2 на Вакуумный	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный	
	Сельская	226471,5	4Н	25	Замена В 1, В 2 на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный
2	Юго-Восточная	293467,1	5АН	40	Замена В1, В2, СВ на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ1 НН, ВВ2 НН, СВ НН на Вакуумный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Маломасляный
	Степная	84127,4	5АН	25	Масляный баковый	Маломасляный	
	Степановская	49743,3	4Н	10	Замена В1, В2 на Вакуумный	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный	
	Сельская	226471,5	4Н	25	Замена В 1, В 2 на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный
3	Юго-Восточная	294116,5	5АН	40	Замена В1, В2, СВ на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ1 НН, ВВ2 НН, СВ НН на Маломасляный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный
	Степная	84127,4	5АН	T2 25	Масляный баковый	Маломасляный	
	Степановская	49743,3	4Н	10	Замена В1, В2 на Вакуумный	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный	
	Сельская	226471,5	4Н	25	Замена В 1, В 2 на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный

Приложение Е. Акты внедрения



Филиал публичного акционерного общества
«Межрегиональная распределительная
сетевая компания Волги» - «Оренбургэнерго»
Россия, 460024 г.Оренбург,
ул. Маршала Г.К. Жукова, 44
Сайт <http://www.mrsk-volgi.ru>

тел. +7 (3532) 77-31-82
факс +7 (3532) 31-12-08
email secr@orene.ru

АКТ О ВНЕДРЕНИИ
программного комплекса «Система поддержки принятия решения по
выбору альтернатив при техническом перевооружении и реконструкции
электрических сетей»,
разработчик – Чернова Анастасия Дмитриевна,
ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет»

г. Оренбург

4 июня 2019 г

Разработанный в рамках диссертационной работы Черновой А.Д. программный комплекс «Система поддержки принятия решения по выбору альтернатив при техническом перевооружении и реконструкции электрических сетей», реализующий методику по определению варианта замены оборудования на электросетевых объектах в условиях ограниченного финансирования на основе многокритериальной оценки с использованием нейросетевых технологий, проходит тестирование и планируется к использованию в деятельности службы технического перевооружения и реконструкции филиала ПАО «МРСК Волги» «Оренбургэнерго».

Назначение программного комплекса:

- определение оборудования, подлежащего замене, и вида работ в рамках технического перевооружения и реконструкции (ТПиР);
- формирование списка возможных альтернатив ТПиР для электросетевого объекта;
- оценка альтернатив по экономическим, техническим, эксплуатационным, социально-экологическим критериям;
- выдача рекомендаций по формированию программы ТПиР для нескольких электросетевых объектов, относящихся к одному РЭС, в рамках выделенных средств инвестиционной программы.

Указанные функции программного средства, а также предложения, изложенные в диссертационной работе, целесообразно использовать для оптимизации процесса принятия организационно-управленческих решений при замене оборудования электросетевых объектов при их техническом перевооружении и реконструкции.

Начальник службы
технического перевооружения
и реконструкции



Маркина Н.Г.





Общество с ограниченной ответственностью
«А7 Агро»

Юридический адрес: 461350, Оренбургская обл. Илекский р-н, с. Илек, ул. Мира, д. 10 а
Тел/факс.(3532)33-55-22/33-03-05

АКТ О ВНЕДРЕНИИ
программного комплекса «Расчёт частных критериев и генерация
альтернатив по развитию систем электроснабжения»,
разработчик - аспирант Чернова Анастасия Дмитриевна,
ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет»

г. Оренбург

16 сентября 2016 г.

Программный комплекс «Расчет частных критериев и генерация альтернатив по развитию систем электроснабжения» реализующий методику принятия решения по развитию систем электроснабжения в условиях неопределенности части исходной информации на основе многокритериальной модели, внедрен в производственный процесс на стадии технического тестирования, эксплуатируется в ООО «А7 Агро».

Программное средство позволяет:

- сгенерировать список возможных альтернатив развития системы электроснабжения;
- выполнить оценку каждой из альтернатив по критериям суммарных дисконтированных затрат; годовой потери электроэнергии; экономических потерь от нарушения в электроснабжении; площади изымаемых земель;
- определить численные значения каждого из критериев;
- осуществить обоснованный выбор альтернативы развития системы электроснабжения и её номенклатурных параметров.

Перечисленные качества программного обеспечения позволяют оптимизировать процессы развития и модернизации системы электроснабжения промышленных сельскохозяйственных объектов при расширении производства и его реконструкции его объектов.

Заместитель начальника отдела
по надзору за строительством,
реконструкцией и модернизацией объектов
сельскохозяйственного производства



В.А. Морозов



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное
бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Оренбургский государственный
университет»
(ОГУ)

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе

В.И. Жаданов

20 сентября 2017 г.



№

г. Оренбург

о внедрении результатов научного исследования

АКТ

о внедрении результатов научного исследования

Черновой Анастасии Дмитриевны

«Разработка автоматизированной системы поддержки принятия решения по развитию системы электроснабжения промышленного кластера»

Мы, нижеподписавшиеся, комиссия в составе:

– декана электроэнергетического факультета, заведующего кафедрой электро- и теплоэнергетики, к.т.н., доцента С.В. Митрофанова;

– заведующего кафедрой автоматизированного электропривода, электромеханики и электротехники, к.т.н., доцента Э.Л. Грекова

составили настоящий акт в том, что разработанные в научном исследовании А.Д. Черновой математические модели:

– «Частные критерии оценки альтернатив развития СЭС»;

– «Принятие решения по развитию СЭС промышленного кластера на основе нейронных сетей»,

а также компоненты прикладной программы расчета частных критериев и генерации альтернатив, реализующие математический аппарат расчета критериев дисконтированных затрат, потерь электроэнергии, ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям, площади отвода земельных участков, внедрены в учебный процесс кафедры электро- и теплоэнергетики для студентов направлений подготовки 13.03.02, 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника при изучении дисциплин «Электрические станции и подстанции», «Системы электроснабжения городов и промышленных предприятий», «Исследование и моделирование электроэнергетических систем» на практических занятиях, при научно-исследовательской работе студентов.

Декан ЭЭФ,
зав. кафедрой Э и ТЭ, к.т.н., доцент

С.В. Митрофанов

Зав. кафедрой АЭЭМ и ЭТ, к.т.н., доцент

Э.Л. Греков