

На правах рукописи

**Мошинский Олег Борисович**

**РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ОЦЕНКИ ФУНКЦИОНАЛЬНОГО  
СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
МЕГАПОЛИСОВ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции  
и электроэнергетические системы

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой  
степени кандидата технических наук

Екатеринбург – 2011

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент  
**Кокин Сергей Евгеньевич**

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор  
**Манусов Вадим Зиновьевич**  
(г. Новосибирск)  
кандидат технических наук, доцент  
**Смирнов Валерий Анатольевич**  
(г. Екатеринбург)

Ведущая организация: **Филиал ОАО «НИИПТ»**  
**«Системы управления энергией»**

Защита состоится 12 октября 2011 г. в 14 часов 15 минут на заседании диссертационного совета Д 212.285.03 при ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, ул. Мира, 19, ауд. Э-406.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направлять на имя ученого секретаря диссертационного совета Д 212.285.03 по адресу: 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19, УрФУ, (факс (343) 359-16-15, [mob2011@bk.ru](mailto:mob2011@bk.ru)).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УрФУ.

Автореферат разослан 9 сентября 2011 г.

Ученый секретарь диссертационного  
совета Д 212.285.03,  
доцент, д.т.н.

Зюзев А.М.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Система электроснабжения (СЭС) крупных городов имеет иерархическую многоуровневую и многослойную структуру. СЭС охватывает всех потребителей города, включая коммунально-бытовой сектор, промышленные предприятия, электрифицированный транспорт. Сложный характер организации СЭС требует адекватной системы управления, а процесс развития СЭС мегаполиса предполагает ее трансформирование. По мере развития СЭС система управления электросетевым предприятием крупного города также становится многоуровневой и распределенной по функциональным и иерархическим признакам. Оптимальное построение системы управления СЭС мегаполиса, правильное определение ее структуры, формирование функций подразделений и механизмов их взаимодействия является сложной задачей. От степени организации системы администрирования зависит надежность электроснабжения потребителей.

Высокий темп роста электропотребления мегаполисов усложнил задачи управления. Ко всему прочему, в течение последних лет наблюдается тенденция все большего ускорения темпов появления на рынке нового технологического оборудования, обновления материально-технической базы. Современное оборудование обладает более высокими техническими и эксплуатационными характеристиками. Современные коммутационные аппараты практически не требуют затрат на техническое обслуживание и ремонт, тогда как поддержание технически исправного состояния устаревших и выработавших свой ресурс выключателей не увеличивает уровень надежности СЭС.

Проблема планово-предупредительных ремонтов заключается в том, что назначение профилактических работ выполняется регламентно, т.е. в соответствии с продолжительностью эксплуатации, и не зависит от технического состояния оборудования.

Все выше перечисленное приводит к необходимости формирования нового вида управления, который можно охарактеризовать как управление технической политикой (УТП) электросетевого предприятия.

Цель УТП заключается, *во-первых*, в определении вектора развития СЭС, то есть в дефиниции оптимального распределения имеющихся финансовых средств между всеми расходными составляющими бюджета предприятия. Как известно, финансовые ресурсы любого предприятия всегда ограничены и проблема их распределения неизменно актуальна. Поступающие на предприятие финансовые средства определяются транспортируемыми до потребителей объемами электроэнергии и тарифами на транспорт для разных классов номинального напряжения. В процессе функционирования СЭС возникают задачи поддержания оборудования в необходимой степени надежности и работоспособности. Это касается замены первичного и вторичного оборудования, имеющего высокую степень моральной и физической изношенности. Во многом оборудование определяет степень работоспособности и надежности электроснабжения потребителей. При этом достаточно сложно расчетным путем определить степень

влияния каждого отдельного компонента СЭС на результирующую надежность системы и невозможно оценить вероятный ущерб для потребителей в зависимости от текущего уровня работоспособности отдельных компонентов системы. В таких условиях важной задачей является определение «узких мест» в СЭС мегаполиса.

*Во-вторых*, цель УТП заключается в определении типов современного оборудования, которое должно заменять собой устаревшее. В настоящее время имеется ряд проблем, связанных с совместимостью первичного и вторичного оборудования разных фирм производителей.

Таким образом, осуществление УТП ставит множество вопросов, получение ответов на которые весьма затруднено сложностью формирования строгой математической постановки задачи УТП. Следует отметить, что задача УТП является многокритериальной. К одному из наиболее важных критериев можно отнести максимум надежности электроснабжения потребителей. В условиях ограниченности финансовых ресурсов немаловажным критерием УТП является экономичность, которая для электросетевого предприятия сводится к минимизации эксплуатационных издержек и затрат на передачу электроэнергии до потребителя. Данные критерии противоречат друг другу. Критерий надежности весьма сложно перевести в рублевый эквивалент, в связи с этим при сопоставлении критерия экономичности и надежности возникают теоретические и практические сложности. Такие критерии УТП, как экологичность и минимум отчуждаемой внутри города территории, могут противоречить и критерию экономичности и критерию надежности. Таким образом, для задачи УТП весьма сложно сформировать единый критерий оптимизации. Сложность задачи дополнительно увеличивается необходимостью принимать решения во временном разрезе. Причем основные управленческие решения должны приниматься на основе прогнозной информации, степень точности и достоверности которой может быть низкой. Учет динамических свойств модели и весьма слабо прогнозируемый «эффект последствия» еще больше усиливают неопределенность модели. Все это обуславливает необходимость разработки модели анализа текущих и будущих ситуаций с высокой степенью формализации, которая могла бы облегчить процедуру принятия решений руководящему административно-техническому персоналу электросетевой компании.

**Актуальность темы.** Такие предпосылки, как рост нагрузки электропотребления, длительный срок службы действующего силового оборудования и связанный с ним износ, требуют создания способов оценки состояния объектов СЭС. Система электроснабжения крупного города должна обеспечивать выполнение своей основной цели – максимально надежного электроснабжения потребителей при выполнении ограничений на располагаемые ресурсы, расходуемые на обеспечение всех функций системы электроснабжения.

Необходим инструмент, позволяющий объективно определить уровень работоспособности того или иного объекта электрической сети и найти наиболее

эффективный сценарий ее технического перевооружения. Степень работоспособности системы электроснабжения определяется надежностью ее отдельных элементов.

На систему электроснабжения, как и на любую глубоко интегрированную систему, оказывает влияние множество факторов, которые могут выводить ее из состояния устойчивого равновесия, препятствовать ее развитию. Следовательно, на систему необходимо воздействовать, компенсируя отрицательные факторы. Оптимальный план развития предполагает выявление полного множества воздействующих факторов. Его разработка является сложной и актуальной задачей, которая обостряется множеством воздействующих неформализованных факторов, недостоверностью информации и ограниченностью ресурсов.

Для обеспечения эффективного планирования функционирования и развития СЭС необходима адекватная система сбора, хранения и представления информации о технико-экономических показателях СЭС. Иерархичность, сложность и большая размерность СЭС мегаполиса предполагают создание адекватной моделируемому объекту информационной системы.

**Цель работы** состоит в создании модели оценки функционального состояния системы электроснабжения крупного города в зависимости от технических и экономических показателей ее отдельных элементов, которая учитывает опыт и знания персонала электросетевого предприятия. Разработка методики оценки функционального состояния основных фондов (первичного и вторичного оборудования) необходима как для инъекционного воздействия на систему электроснабжения, так и для комплексной реконструкции существующих и строительства новых объектов электроэнергетики.

***Положения, выносимые на защиту:***

- Использование системного подхода к решению задачи оценки функционального состояния системы электроснабжения крупного города.
- Графо-аналитическое многоуровневое представление информации о технических и экономических показателях системы электроснабжения, позволяющее облегчить анализ и принятие решений по ее функционированию и развитию.
- Ранжирование функционального состояния объектов СЭС на основе сочетания экспертных знаний и технико-экономических характеристик системы транспорта и распределения электрической энергии.
- Методика индикативного анализа для оценки состояния работоспособности СЭС и планирования мероприятий по ремонту, замене и реконструкции объектов системы.
- Технология определения эффективности принимаемых решений по модернизации и техническому перевооружению СЭС.

**Объектом исследования** является электрическая сеть крупного города с населением более одного миллиона человек и с максимумом нагрузки, превышающим 1000 МВт. Потребителями являются крупные промышленные пред-

приятия, коммерческие и бюджетные организации, а также большое число бытовых потребителей.

Разветвленные СЭС города характеризуются совместным использованием сетей различных классов напряжения (6-220 кВ). С понижением класса напряжения число электросетевых объектов резко увеличивается. Каждый фрагмент электрической сети в соответствии с его иерархией описывается набором доступной информации. Уровень управления определяется полнотой и достоверностью знаний о состоянии объектов. В связи с этим целесообразно разделить систему «продольно» и «поперечно» на фрагменты, обладающие едиными уровнями напряжения и операционными воздействиями. Реализация мониторинга и диагностики таких объектов значительно проще и выполняется за счет их однородности и меньшей размерности задачи анализа состояния.

***Научная новизна:***

Основные результаты, полученные в ходе выполнения работы, содержат следующие элементы научной новизны:

- Предложены принципы формирования модели информационного описания системы электроснабжения крупного города, использующие в качестве основы полносвязанную структуру и *N*-мерное представление (графо-аналитическая многоуровневая концепция);
- Сформулирован подход к оценке и ранжированию функционального состояния отдельных элементов электрической сети, сочетающий опыт специалистов (экспертов) и технико-экономический анализ характеристик оборудования;
- Осуществлена адаптация метода индикативного анализа, позволяющего выполнить функциональную оценку состояния объектов СЭС;
- Предложен комплексный подход к определению первоочередных мер для поддержания и усовершенствования технического состояния СЭС с учетом влияния факторов, обусловленных различными причинами.

***Практическая ценность работы.*** Разработанные методы и созданные на их основе программы представляют интерес как для электросетевых компаний – для анализа текущего состояния распределительных сетей и определения инновационных решений, так и для проектных организаций – для решения вопросов развития районов электрических сетей, модернизации и перевооружения подстанций.

***Реализация в промышленности.*** Разработанная модель оценки функционального состояния системы электроснабжения прошла апробацию в Екатеринбургской электросетевой компании (ЕЭСК) и была использована при разработке ее инвестиционной программы.

Система используется для определения резерва мощности и термического износа изоляции силовых трансформаторов на основе данных телеметрии, эксплуатационных, финансово-экономических и других показателей. На базе модуля оценивания технического состояния электрооборудования был проведен мо-

ниторинг девяти подстанций ЕЭСК, которые обеспечивают электроснабжение трех районов мегаполиса, и выработаны рекомендации по их реконструкции и развитию. Программное обеспечение, интегрированное в разработанный на кафедре АЭС УрФУ программный комплекс Most, позволяет автоматизировать расчеты оценки технического состояния электрооборудования и повысить качество управленческих решений на предпроектном этапе, связанном с ремонтом и заменой оборудования, реконструкцией подстанций и вводом новых энергообъектов.

**Обоснованность и достоверность** научных положений, выводов и рекомендаций, а также практических выводов базируются на корректном применении математических методов топологии, теории графов, нечеткой логики и подтверждаются адекватным поведением моделей при сравнении с процессами в реальных электроэнергетических объектах.

**Апробация работы.** Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались: на научно-технической конференции «Энергетика, экология, энергосбережение, транспорт», Тобольск, 2004; II Всероссийской научно-технической конференции «Энергосистема: управление, качество», Екатеринбург, 2004; региональном семинаре ОДУ Урала и кафедры «Автоматизированные электрические системы», Екатеринбург, 2005; 8-й региональной научно-практической конференции «Энергосберегающая техника и технологии», Екатеринбург, 2005; научно-практических конференциях с международным участием «Энергетика и электротехника», Екатеринбург, 2005 – 2006 и др.; «Energy saving technologies in scientific and technical development for industrial corporations», Дортмунд, 2008; III международной научно-практической конференции «Энергосистема: управление, конкуренция, образование», Екатеринбург, 2008; Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования», Томск, 2010; Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», Екатеринбург, 2010.

**Публикации.** По теме диссертационной работы опубликовано 11 работ (в том числе 4 работы в реферируемых изданиях ВАК).

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа содержит введение, четыре главы, заключение, список литературы, список условных сокращений, глоссарий и приложения. Объем работы составляет 160 страниц основного текста, 42 рисунка, 16 таблиц. Библиография включает 86 наименований.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** приведена краткая характеристика системы электроснабжения города Екатеринбурга, рассмотрены особенности управления технической политикой, выявлены основные проблемы. На основе анализа технического состояния объектов СЭС сформулированы принципы настоящей работы.

**В первой главе** представлена характеристика текущей ситуации в распределительных сетях на примере ЕЭСК.

По объёму электросетевого хозяйства ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания» занимает третье место в России после электросетевых предприятий Москвы и Санкт-Петербурга. Объем компании: подстанции 220–110-35 кВ – 63 шт.; трансформаторные и распределительные пункты – 1448 шт.; воздушные линии 35-0,4 кВ – 1081 км; кабельные линии 110-0,4 кВ – 2436 км.

Обследование технического комплекса ЕЭСК позволяет сделать следующие выводы:

1. Имеет место отставание в техническом и технологическом оснащении распределительных сетей города Екатеринбурга от аналогичных комплексов развитых стран.

2. Качество электроэнергии и надежность электроснабжения не соответствуют требованиям потребителей.

3. Перманентный характер ремонтной кампании требует значительных затрат на ее выполнение. Необходима оптимизация издержек на обслуживание и ремонт за счет применения современных методов диагностики.

4. Несмотря на увеличение инвестиций в ремонты, степень износа возрастает. В ближайшие 15 лет потребуются полное обновление оборудования. Следует отметить, что замена оборудования на аналогичное установленному ранее продлевает срок службы устаревших технологий и тем самым обрекает сетевую компанию на технологическое отставание.

5. Отсутствие достоверного учета электрической энергии не позволяет своевременно и с достаточной точностью выявлять источники потерь.

Все вышперечисленное вызывает необходимость поиска и разработки новых оптимальных и эффективных решений с использованием новейших технологий, максимально адаптированных к существующим реалиям. Возникает задача определения таких решений, которые при минимальных затратах со стороны электросетевой компании обеспечили бы потребителям требуемый уровень надежности электроснабжения.

В ЕЭСК разработан документ «Положение о технической политике ОАО «ЕЭСК» в распределительном электросетевом комплексе», в рамках которого сформулированы основные требования ко всем видам оборудования и контрольно-информационным системам нового поколения. Проведенный анализ показал, что доля оборудования и систем, удовлетворяющих требованиям данного положения, не превышает 15 %. Таким образом, основное оборудование является морально и физически устаревшим.

УТП должно быть построено с учетом критериев эффективности функционирования и надежности электроснабжения потребителей, с применением высокоуровневых систем автоматизации диспетчирования и учета электроэнергии (ЭЭ). Решение задач такого рода требует адекватных программных и аппаратных средств, использующих новейшие технологии и максимально адаптированных к существующим реалиям.

При решении вопроса о целесообразности реконструкции сетей с применением нового оборудования возникают три основные проблемы:

1. *Определение оптимальных параметров оборудования с учетом его технического состояния, их соответствия нормативным документам, а также стоимостных показателей.*

2. *Оптимальный выбор сетевого электрооборудования в условиях многообразия предложений от предприятий производителей и поставщиков оборудования.*

3. *Оценка эффективности технического перевооружения.*

Решение задачи технического перевооружения связано с оценкой множества вероятных решений и планов модернизации. Множество вероятных решений  $R$  по определенному плану  $i$  можно представить как

$$R_i = \{r_{im}, m = 1, 2, \dots, M\}, i = 1, 2, \dots, N, \quad (1)$$

где  $N$  – число принципиальных подходов (планов) к сооружению и(или) реконструкции электроэнергетических объектов;  $M$  – число вариантов реализации подходов по плану.

На перспективные решения по строительству и реконструкции электроэнергетических объектов накладывается множество ограничений, технологических требований и т.п., которые могут быть выражены множеством  $NO$ :

$$NO_i = \{no_{ik}, k = 1, 2, \dots, K, i = 1, 2, \dots, N\},$$

где  $K$  – число ограничений. В этом случае множество возможных для реализации решений  $VR$  можно представить как  $VR = R/NO$ .

Условием существования вероятно-оптимальных решений является наличие непустого множества  $VR_i$  возможных решений  $vr_{ij}$

$$VR_i = \bigcap_{j=1}^J vr_{ij} \neq \emptyset, VR_i = \{vr_{ij}, j = 1, 2, \dots, J\}, \quad (2)$$

где  $J$  – число возможных реализуемых решений.

Достаточным условием полного удовлетворения всем критериям является наличие непустого множества  $VR$  вероятно-оптимальных решений  $VR_i$  развития системы

$$VR = \bigcap_{i=1}^I VR_i \neq \emptyset. \quad (3)$$

Задача осложняется тем, что элементы множества вероятно-оптимальных решений  $VR_i$  формируют множество вероятно-оптимальных планов  $P$ . Все вероятно-оптимальные планы  $P_g$  подлежат дальнейшему сравнению, и окончательный план выбирается в зависимости от эффективности его реализации. Задача нахождения оптимума становится многоцелевой и сводится к выбору между вероятно-оптимальными вариантами по одному критерию или их группе. В конечном счете необходимо выбрать такое решение, которое имело бы максимальный эффект в перспективе.

**Вторая глава** посвящена концептуальному подходу к формированию модели оценки объектов СЭС. Рассмотрены аспекты оптимального хранения и поиска данных электрической сети. Сформулированы принципы построения модели, выполнена систематизация информации, оценка ее полноты и достоверности. Рассмотрены свойства процесса развития и эволюции СЭС. Выполнен анализ методологической базы оценивания состояния объектов электрической сети.

Моделирование систем требует анализа и систематизации исходной информации, данных о структуре сети, параметров электрооборудования, учета, электропотребления и т.п.

Система может быть представлена в виде совокупности подчиненных систем более низкого уровня с более узкими целями развития. Классификация сегментов СЭС и рассмотрение системы как набора взаимосвязанных компонент позволяет снизить размерность вычислений и максимально приблизить общую модель к реальной производственной системе.

Классификация электрических сетей (ЭС) по уровню напряжения придает свойство *многоуровневости* модели системы (множество уровней  $MU$ ).

$$MU = \bigcup_{i=1}^N mu_i. \quad (4)$$

Анализ технического состояния электрооборудования каждого класса напряжения выполняется на базе той информации, которая для него доступна. Как правило, набор и достоверность информации соответствуют степени важности того или иного сегмента ЭС. Данные признаки коррелированы между собой. Рационально выделить уровни управления СЭС, соответствующие набору информации (свойство многослойности СЭС (множество слоев  $ML$ )):

$$ML = \bigcup_{j=1}^K ml_j. \quad (5)$$

В такой постановке система становится «продольно» и «поперечно» разделенной на кластеры, которые обладают единичными уровнями представленной информации и определенными операционными воздействиями.

Задача технического перевооружения ЭС тесно связана с прогнозированием и планированием, под которыми обычно понимают предсказания исходов и изменений в развитии каких-либо событий, процессов, явлений на основе перспективных и ретроспективных данных, а также выбор состава мероприятий и последовательность их выполнения в будущем для достижения поставленной цели. Оптимальный результат определяется на базе критериального функционала  $S$ , который принимает различные значения в зависимости от вида функции  $X(t)$  параметров состояния системы и функции  $Y(t)$  параметров управления этой системой.

Достижение ожидаемого состояния системы возможно далеко не единственным способом. Допустимые варианты развития различаются структурными показателями, составом и параметрами объектов, затратами материальных и

иных ресурсов. Варианты могут отличаться базовыми структурами. Именно под этим понимается *многовариантность* развития. Это обстоятельство должно учитываться при поиске оптимального плана развития большой системы.

Использование для прогнозирования развития сетей экстраполяционных методов, основанных только на изучении предыстории процесса, не может дать удовлетворительных результатов, так как динамические ряды показателей сетей носят нерегулярный характер (чередование периодов стагнации и резких скачков в сетевом строительстве). В соответствии с вышесказанным методика прогнозирования должна быть основана на установлении связей между электросетевыми показателями и основными влияющими факторами. *Для этого выполнен анализ и классификация факторного пространства и его разбиение.* В ситуации стохастической неопределенности была принята разработанная на кафедре АЭС вероятностная модель объектов и процессов, описывающих явления, которые происходят в системе электроснабжения.

В качестве цели технического перевооружения принимается достижение и поддержание должного уровня состояния работоспособности системы (безаварийности). Формирование комплекса мероприятий предполагает наличие объективной и достоверной оценки технического состояния СЭС. Для максимальной достоверности диагностику состояний следует проводить *с использованием системы индикаторов.* Проведенные исследования показали, что наиболее приемлемым подходом в решении задач оценки функционального состояния СЭС является *индикативный анализ.* В данной задаче *индикатор* – это критериальный показатель функционирования объектов системы, значение которого в достаточной степени отражает уровень работоспособности в технической или иной функциональной сфере.

Следует отметить, что мониторинг состояния объектов СЭС возможен при условии использования информационной графовой надстройки, отражающей топологическую связность объектов системы. Адаптированная структура модели в достаточной степени соответствует требованиям: она масштабируема; отвечает многоуровневой концепции; основывается на графах и к ней применимы стандартные методы работы с графами; компактна и исключает дублирование информации. Взаимодействия объектов электрической сети моделируются за счет реляционных связей между ними.

**В третьей главе** рассматриваются вопросы разработки модели оценки технического состояния объектов электроснабжения мегаполиса.

На первом этапе моделирования был разработан реестр объектов СЭС, который в соответствии с заявленным принципом многоуровневости обладает графовой (древовидной) структурой. Каждый узел дерева – объект СЭС. На верхнем уровне находится система электроснабжения, состоящая из районов. В свою очередь районы состоят из множества таких объектов, как ПС и ЛЭП. Наконец, каждая ПС представляет собой совокупность различного оборудования: комму-

тационных и ограничивающих аппаратов, токоведущих частей, измерительных трансформаторов и др.

Оценка работоспособности объектов СЭС нуждается в строгой классификации состояний с разделением их по степени аварийности по каждому индикатору, индикативному блоку и в целом по обобщенному состоянию. Анализ состояний выполняется путем сопоставления индикатора или группы индикаторов с соответствующими пороговыми значениями. Для оценки работоспособности введена следующая классификация состояний: нормальное (Н), предаварийное (ПА), аварийное (А). Обобщенная оценка объекта СЭС формируется на основе индикаторов состояния в различных сферах (по индикативным блокам).

Принадлежность объекта к какому-либо состоянию в зависимости от значения индикатора  $x$  может быть определена характеристическими функциями  $\mu(x)$ . Границы состояний находятся на пересечении характеристических функций (см. рисунок 1).

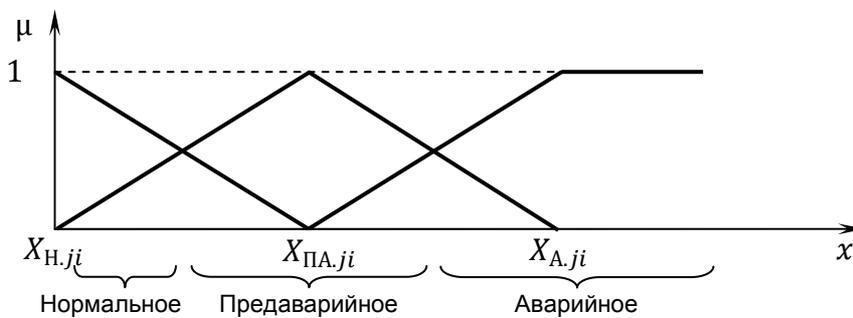


Рисунок 1 – Характеристические функции состояний

В таком случае состояние ПА может быть определено следующим образом:

$$\mu_{ПА}(X_{ји}^H) = \begin{cases} \frac{X_{Н.ји} - X_{ји}^t}{X_{Н.ји} - X_{ПА.ји}}, & \text{при } X_{ји}^t \leq X_{Н.ји}; \\ \frac{X_{ји}^t - X_{А.ји}}{X_{ПА.ји} - X_{А.ји}}, & \text{при } X_{ји}^t > X_{А.ји}. \end{cases} \quad (6)$$

где  $X_{ПА.ји}$ ,  $X_{Н.ји}$  – мода, являющаяся нормализованной величиной индикатора  $i$  для объекта  $j$  для различных состояний (Н и ПА);  $X_{ји}^t$  – значение индикатора. Границы состояний находятся на пересечении характеристических функций.

Для получения дифференцированной оценки предаварийная область разбивается на три сегмента – предаварийная 1 (начальная стадия), предаварийная 2 (развивающаяся стадия), предаварийная 3 (критическая стадия, грозящая переходом в аварийную зону). Аварийная зона также разбивается на три части – аварийная 1 (нестабильная стадия), аварийная 2 (угрожающая стадия), аварийная 3 (чрезвычайная стадия).

Отдельную задачу при формировании системы оценки представляет определение пороговых уровней для индикативных показателей, для решения которой введены балльные оценки состояний (см. таблицу 1).

Таблица 1

Состояния	Обозначение	Соотношение нормализованных значений индикаторов и пороговых уровней	Балльная оценка $b_{ij}$ состояния
Нормальное	Н	$X_{ji}^H = 0$ и $X_{ji}^t \neq X_{ПАК1.ji}$	1
Предаварийное 1	ПА1	$0 < X_{ji}^H < X_{ПА2.ji}^H$ или $X_{ji}^t = X_{ПА1.ji}$	2
Предаварийное 2	ПА2	$X_{ПА2.ji}^H < X_{ji}^H < X_{ПА3.ji}^H$	3
Предаварийное 3	ПА3	$X_{ПА3.ji}^H < X_{ji}^H < 1$	4
Аварийное 1	А1	$1 < X_{ji}^H < X_{А2.ji}^H$	5
Аварийное 2	А2	$X_{А2.ji}^H < X_{ji}^H < X_{А3.ji}^H$	6
Аварийное 3	А3	$X_{ji}^H \geq X_{А3.ji}^H$	7

Выбор в пользу той или иной шкалы балльных оценок, а также самого способа получения баллов по каждому блоку индикативных показателей определяется эмпирическим путем. В данной работе предпочтение отдается *методу средневзвешенной нормализованной оценки с использованием балльных оценок* как для определения уровня состояния по индикативному блоку, так и для комплексной оценки состояния в целом:

$$C_{mj} = \frac{\sum_{i=0}^{N_{mj}} b_{ji} X_{ji}^H}{\sum_{i=0}^{N_{mj}} b_{ji}}, \quad (7)$$

где  $C_{mj}$  – нормализованная оценка степени состояния индуктивного блока  $m$  для объекта  $j$ ;  $b_{ij}$  – балльная оценка состояния (см. таблицу 1);  $X_{ji}^H$  – нормализованные значения индикативных показателей.

Для системы индикативного анализа разработаны следующие индикативные блоки: технологический, эксплуатационный, финансово-экономический, экологический, энергосбережения и эффективности. Первый блок используется для оценки технической и технологической дифференциации объектов СЭС. Второй блок характеризует состояние объектов по эксплуатационным показателям. Блоки призваны показать соответствие техническим и эксплуатационным требованиям, а также технологическим особенностям каждого вида объектов СЭС. Экономический блок отображает стоимостные показатели объектов системы электроснабжения. Для оценки влияния на экологическую обстановку используется четвертый блок. Отдельно выделен блок энергосбережения, который предназначен для оценки величины и стоимости передачи ЭЭ. Следует отметить, что данная группа блоков принята единой для оценки основного электрооборудования (трансформаторов, выключателей, ЛЭП и т.п.). Для оценки иных объектов группа индикативных блоков, а также структура индикаторов в каждом из них, может быть скорректирована.

Технологический блок включает следующие индикативные показатели:

1) *износ электрооборудования*, который вычисляется по следующему выражению

$$\alpha_{\text{Изн}}^{\text{Оборуд}} = \frac{\sum_1^g B_{\text{Изн.Оборуд}}^t}{B_{\text{Оборуд}}^t} \cdot 100\%, \quad (8)$$

где  $\sum_1^g B_{\text{Изн.Оборуд}}^t$  – суммарное количество электрооборудования определенного типа, составляющего анализируемый объект системы электроснабжения, срок эксплуатации которого превышает срок, определенный заводом-изготовителем, для временного периода  $t$ ;  $B_{\text{Оборуд}}^t$  – общее количество электрооборудования анализируемого типа в объекте СЭС;

2) *резерв нагрузки*, который рассчитывается на базе индивидуальных характеристик (нагрузочная способность, номинальный нагрузочный ток и т.п.):

$$\alpha_{\text{Загруз}}^{\text{Оборуд}} = \frac{\sum_1^g B_{\text{Перегр.Оборуд}}^t}{B_{\text{Оборуд}}^t} \cdot 100\%, \quad (9)$$

где  $B_{\text{Перегр.Оборуд}}^t$  – суммарное количество электрооборудования определенного типа, составляющего анализируемый объект системы электроснабжения, которое работает с превышением допустимого коэффициента загрузки  $R_{\text{Загруз}}^{\text{Оборуд}} > 1$ , для определенного временного периода  $t$ ;  $B_{\text{Оборуд}}^t$  – общее количество электрооборудования анализируемого типа в объекте СЭС.

Коэффициент резерва нагрузки  $R_{\text{Загруз}}^{\text{Оборуд}}$  может быть определен по выражению  $R_{\text{Загруз}}^{\text{Оборуд}} = \frac{K_{\text{Загруз.Оборуд}}^t}{K_{\text{Max.Оборуд}}^t}$ , где  $K_{\text{Загруз.Оборуд}}^t$  – коэффициент загрузки оборудования для рассматриваемого периода  $t$ , определяемый по индивидуальным методикам, о.е.;  $K_{\text{Max.Оборуд}}^t$  – максимальный допустимый коэффициент загрузки оборудования для периода  $t$ . При наличии телеизмерений (ТИ) все необходимые расчетные данные для заданной ретроспективы и выбранного шага поступают в расчетную модель (РМ) в автоматическом режиме из информационно-измерительных комплексов;

3) *соответствие оборудования уровням токов коротких замыканий* вычисляется по следующему выражению:

$$\alpha_{\text{ТКЗ}}^{\text{Оборуд}} = \frac{I_{\text{КЗ.Расч}}^t}{I_{\text{Терм.ст}}} \cdot 100\%, \quad (10)$$

где  $I_{\text{КЗ.Расч}}^t$  – расчетное значение тока короткого замыкания, кА;  $I_{\text{Терм.ст}}$  – ток термической стойкости элемента электрической сети, кА.

4) *соответствие электрооборудования современным требованиям*  $\alpha_{\text{СТ}}^{\text{Оборуд}}$  определяется экспертным путем. Аналогичным образом рассчитываются индикативные показатели для более крупных консолидированных объектов. Следует отметить, что индикаторы таких объектов вычисляются на базе оценок, полученных на низшем уровне иерархии системы.

#### Эксплуатационный блок:

1) *средний срок эксплуатации оборудования анализируемого объекта*  $\beta_{\text{Об}}$  рассчитывается по формуле

$$\beta_{\text{Об}} = \frac{\sum_1^N S}{N}, \quad (11)$$

где  $\sum_1^N S$  – суммарный срок эксплуатации оборудования анализируемого объекта, лет;  $N$  – общее количество оборудования являющегося неотъемлемой частью объекта.

2) *средний возраст эксплуатируемых технологий*  $\beta_{ЭТ}$ . Данный показатель может быть получен экспертным путем. Полученные результаты транслируются на более высокие уровни – РУ, ПС и районов СЭС.

$$\beta_{ЭТ} = \frac{\sum_1^N T}{N}, \quad (12)$$

где  $\sum_1^N T$  – суммарный возраст эксплуатируемых технологий анализируемого объекта, лет;  $N$  – количество всего оборудования, являющегося неотъемлемой частью исследуемого объекта.

3) *количество отказов/аварий на объекте*  $\beta_{Авар}$ . Данный показатель определяется для всех объектов из баз данных сетевых организаций.

#### Финансово-экономический блок

*Остаточная стоимость оборудования*  $\gamma_{Оборуд}$ . Данный показатель рассчитывается для всех объектов на основе информации из баз данных сетевых организаций.

Следует отметить, что оценка по блоку может быть получена в зависимости от стоимости оборудования СЭС, затрат на эксплуатацию и обслуживание сетей и систем, а также других финансово-экономических показателей.

#### Блок энергосбережения и эффективности

Основным индикатором оценки уровня энергоэффективности системы электроснабжения является величина удельных потерь ЭЭ. Удельные потери в районе СЭС  $\delta_{Потер}^t$  вычисляются по формуле

$$\delta_{Потер}^t = \frac{\Delta W_{ij}^t}{W_{ij}^t} \cdot 100\%, \quad (13)$$

где  $\Delta W_{ij}^t$  – потери мощности в исследуемом объекте за анализируемый период времени;  $W_{ij}^t$  – ЭЭ, переданная через объект за анализируемый период времени.

Потери ЭЭ определяются на основе модели энергораспределения (ЭР). В задаче ЭР производится расчет потоков энергии. В качестве исходной информации используются данные АИИС КУЭ, обладающие максимальной степенью достоверности.

Экологический блок. Определение степени воздействия объектов и системы электроснабжения в целом на экологическую ситуацию для решения практических задач предлагается выполнять на основе экспертных оценок. В данном блоке принимаются во внимание такие воздействия как шум, вредные выбросы в атмосферу и т.п. Данный блок позволяет оценить степень опасности воздействия на окружающую среду.

Метод индикативного анализа позволяет оценить каждый объект, принадлежащий системе электроснабжения. Оценка, выраженная в численном значении, является количественной характеристикой работоспособности объекта СЭС. Она характеризует его состояние с точки зрения взаимного проявления



На рисунке 2 показаны все возможные маршруты для двух объектов СЭС при наличии двух решений для первого и четырех для второго. В таких условиях задача сводится к максимальному приближению к искомому состоянию. Список мероприятий по модернизации электроэнергетических объектов формируется по графу. Результатом обхода графа является вектор  $\nu$ . С каждым вновь добавленным элементом (мероприятием) число альтернатив для добавления  $\nu_{i+1}$  становится на 1 меньше. Новый элемент  $\nu_{i+1}$  может быть добавлен только в том случае, если суммарные затраты на реализацию всего комплекса  $Z(\nu)$  не превышают предельного допустимого значения. Построение маршрута считается законченным при достижении искомого состояния или превышении финансового ограничителя. Алгоритм поиска решений приведен в пояснительной записке.

Выбор итогового решения выполняется из множества решений (остовных деревьев графа) и осуществляется путем ранжирования по величине затрат на их реализацию и уровню индикативных показателей работоспособности системы электроснабжения в перспективе (с учетом выполненного комплекса мероприятий по модернизации).

**В четвертой** главе рассмотрена реализация и опытно-промышленные расчеты. На первом этапе реализации поставленной задачи оценки состояния объектов СЭС сформирована система хранения информации, в основе которой лежит граф электрической сети. На основе полносвязной структуры достигается представление всей СЭС, включая схемы электрической системы, ПС, РУ и т.д., в виде единого графа. Каждая часть (сегмент СЭС) рассматривается в соответствии с принятыми для данного класса напряжения принципами.

Для успешного решения поставленных задач был реализован ряд алгоритмов, который условно можно разделить на три группы: первичной обработки топологической информации; обработки первичной входной информации о состоянии объектов СЭС; оценки и анализа технического состояния объектов. *На первом* этапе формируется объект исследования, представляющий фрагмент графа системы электроснабжения. *На втором* этапе, в зависимости от вида исследуемого объекта и предметной области, достоверности и полноты исходной информации, производится выбор между алгоритмами. *На третьем* этапе выполняется оценка состояния исследуемого объекта на основе индикативного анализа.

Данные, необходимые для выполнения анализа, поступают из информационно-измерительной системы ЕЭСК. Первичная обработка заключалась в отборе той информации, которая обладает наибольшей степенью достоверности.

Наибольший интерес представляет процедура формирования оценок состояния. Каждый уровень  $n$ -мерного пространства сети обладает определенной степенью детализации отображения информации, причем граф, содержащийся в базах данных (БД), включает все элементы электрической сети. Как правило, граф схемы ПС содержит от 100 до 300 вершин ( $n$ ) и от 99 до 400 ребер ( $m$ ). Граф схемы района электрических сетей (РЭС) содержит подграф той же самой

ПС, в свою очередь состоящий из вершин, количество которых ( $n'$ ) варьируется от 2 до 5, и ребер ( $m'$ ) – от 1 до 15, поскольку рассмотрение остальных элементов оказывается в большинстве случаев нецелесообразным.

Формирование схемы ПС( $i$ ), принадлежащей району ( $k$ ), заключается в получении подграфа

$$PS_i = (ps \subset SS, ES_k), \quad (14)$$

состоящего из множества вершин

$$V = \bigcup_{k=1}^n V_{ps.i} = \{v_k: v_k \in (SS_i)\} \quad (15)$$

и множества ребер

$$E = \bigcup_{l,j=1}^m E_{ps.i} = \{e_{l,j}: v_l \in V_{ps.i} \text{ и } v_j \in V_{ps.i}\}. \quad (16)$$

Форма хранения информации о сети позволяет однозначно определить множество узлов графа подстанции и предоставить прямой доступ к множеству их связей  $E$  и к множеству объектов  $Obj$ , определяющих множество ветвей. Таким образом, граф ПС может быть представлен в виде  $PS_i = (V, E, Obj)$ .

Формирование схемы ЭЭС, представляющей более высокий уровень организации, чем ПС, включает три этапа.

На первом этапе происходит формирование объектов «ПС» из подмножества ПС, содержащего ( $n$ ) элементов, которые принадлежат множеству  $U = \{ps: ps \in PS \text{ и } ps \in ES_k\}$  энергосистемы ( $k$ ). Для каждой ПС в отдельности производится определение групп связности. Каждой группе связности ( $g$ ) ставится в соответствие вершина графа ЭЭС ( $v_{gs.ps.g}$ ). Следовательно, полное множество вершин всех ПС ЭЭС( $k$ ) соответствует множеству

$$V_{gs.ps} = \bigcup_{i=1}^n \bigcup_{g=1}^g V_{gs.ps.g.i}. \quad (17)$$

Множество узлов, соответствующее «точкам входа» множества подстанций, которые принадлежат рассматриваемой ЭЭС, может быть представлено в виде

$$\bigcup_{i=1}^n V_{ps.i} = \{v: v \in (PS_i \cap ES_k)\}. \quad (18)$$

На данном этапе множество точек графа ЭЭС является совокупностью множества «точек входа» всех ПС, которые одновременно принадлежат рассматриваемой ЭЭС( $k$ ), и множества точек, отображающих группы связности всего множества подстанций. Множество связей внутренней структуры таких объектов, как «ПС», напрямую зависит от числа групп связности графа ПС( $i$ ) и ее «точек входа». При нахождении соответствия между ними формируется множество связей  $E'_i$ .

Все связи множества  $E' = \cup E'_i$  являются отображением внутренних структур множества ПС  $GPS$ . Соответственно множество вершин, принадлежащих множеству ПС ЭЭС( $k$ ), представляет собой сумму множеств вершин, часть которых отображает «точки входа» ПС( $i$ ), а часть – группы связности ПС( $i$ )  $V'$ .

На втором этапе осуществляется формирование системных связей. Граф ЭЭС включает множество узлов  $V''$ , принадлежащих исключительно заданному уровню  $U$ , т.е. рассматриваемой схеме ЭЭС. Собственные узлы графа ЭЭС принадлежат только ей и не принадлежат ни одной ПС  $V''$ . Системные связи (связи между ПС) принадлежат графу рассматриваемой ЭЭС  $E''$ . Пара ( $V''$ ,  $E''$ ) определяет структуру системных связей ЭЭС( $k$ ).

На третьем этапе комбинируются подграфы ПС и подграфы системных связей. Граф заданного уровня ЭЭС является суммой множеств узлов  $V'$  и  $V''$ , множеств ветвей  $E'$  и  $E''$ , а также множеств параметров связей  $Obj$ , и имеет следующий вид:

$$ES_k = (V' \cup V'', E' \cup E'', Obj), \quad (19)$$

где  $Obj$  – указатель на объекты, такие как «ПС», «КЛ», «ЛЭП» и т.п.

После формирования объекта исследования, обладающего индивидуальной структурой, создаются массивы первичной информации. Далее производится их обработка и расчет индикативных показателей. На рисунках 3-4 представлены результаты расчета индикативных показателей силовых трансформаторов и выключателей.

Существующее положение силового оборудования ПС напрямую влияет на общее состояние ПС. Индикативные показатели свидетельствуют о статусе оборудования ПС. На основе такой информации выполняется определение степени работоспособности ПС в целом. Результаты оценочного расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Оценки оборудованию и ПС в целом

Наименование ПС	Трансформаторы	Выключатели	Разъединители	Трансформаторы тока	Трансформаторы напряжения	Подстанции	Состояние
Бархотка	0,2	0,2	0,4	0,4	0,9	<b>0,510</b>	<b>ПА2</b>
Весна	0,7	1,0	0,8	0,7	0,6	<b>0,782</b>	<b>ПА3</b>
Октябрьская	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	<b>0,046</b>	<b>Н</b>
Веер	0,7	0,7	0,6	0,0	0,9	<b>0,677</b>	<b>ПА3</b>
Орджоникидзевская	0,7	0,7	0,7	0,9	0,9	<b>0,776</b>	<b>ПА3</b>
Космическая	0,3	0,3	0,3	0,1	0,9	<b>0,457</b>	<b>ПА2</b>
Ясная	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>0,015</b>	<b>Н</b>
Ботаническая	0,3	0,7	0,4	0,9	0,1	<b>0,557</b>	<b>ПА2</b>
Западная	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>0,015</b>	<b>Н</b>

Полученные оценки районов (см. таблицу 3) электрических сетей по выбранным объектам свидетельствуют, что в наихудшем состоянии находится Северный. Его состояние оценивается как предаварийное критическое. В самом

лучшем положении пребывает Юго-Западный район. Состояние Юго-Западного и Восточного районов оценивается как предаварийное развивающееся.

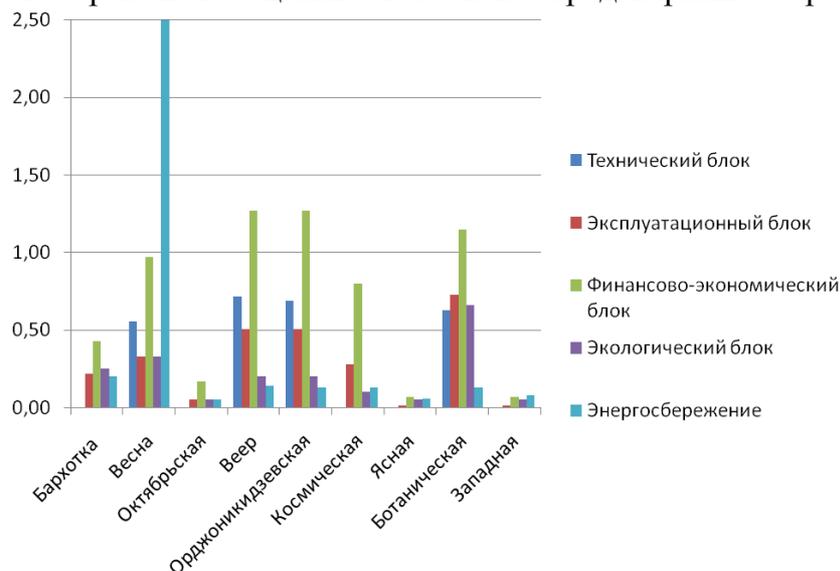


Рисунок 3 – Диаграмма состояний выключателей по блокам

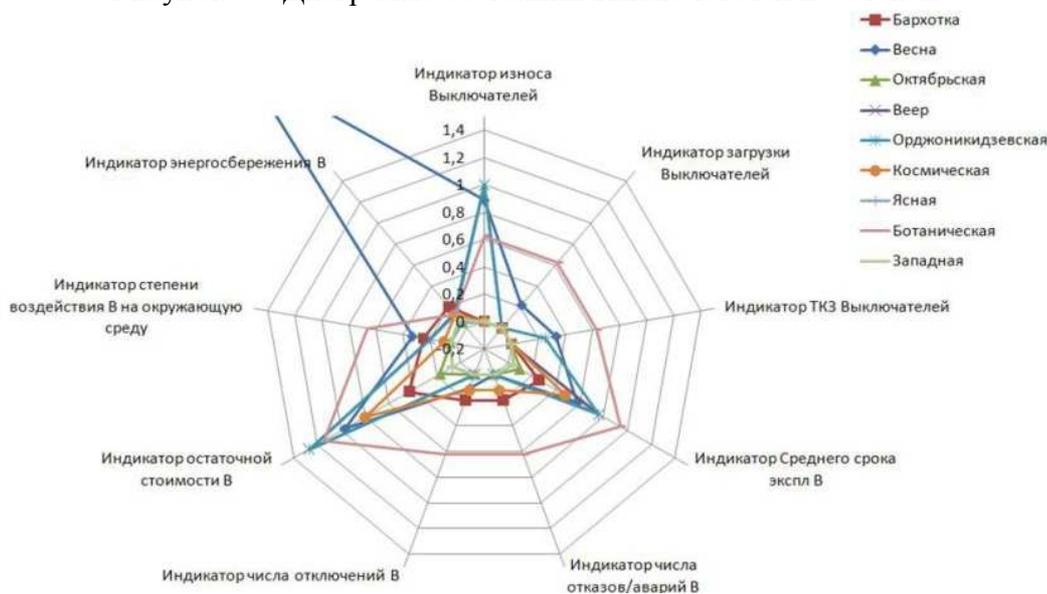


Рисунок 4 – Диаграмма индикаторов состояния выключателей

Таблица 3 – Оценки районов электрических сетей

Район электрических сетей	Оценка ПС	Оценка района
<i>Восточный район</i>		
Бархотка	<b>0,510 / ПА2</b>	<b>0,588 / ПА2</b>
Весна	<b>0,782 / ПА3</b>	
Октябрьская	<b>0,046 / Н</b>	
<i>Северный район</i>		
Веер	<b>0,677 / ПА3</b>	<b>0,653 / ПА3</b>
Орджоникидзевская	<b>0,776 / ПА3</b>	
Космическая	<b>0,457 / ПА2</b>	
<i>Юго-Западный район</i>		
Ясная	<b>0,015 / Н</b>	<b>0,340 / ПА1</b>
Ботаническая	<b>0,557 / ПА2</b>	
Западная	<b>0,015 / Н</b>	

Общая оценка Юго-Западного района оказалась низкой, главным образом из-за ПС Ботаническая, негативный балл которой объясняется отсутствием силовых выключателей на РУ высшего напряжения.

Показатель, характеризующий состояние как предаварийное или аварийное, существенным образом оказывает влияние на итоговую обобщенную оценку работоспособности. Соответственно необходимо воздействовать на систему именно в той области, где показатели отклоняются от нормальных значений.

Оценки объектов СЭС позволяют сформировать полный объем мероприятий по поддержанию их в нормальном состоянии и ликвидации аварийных состояний. Перечень таких объектов может быть составлен путем ранжирования объектов по состоянию. Однако в данном случае эффективность принятых мер не может быть однозначно определена из-за влияния последствий этих воздействий. В условиях ограниченных финансовых ресурсов необходимо решение комбинаторной задачи, которая позволяет сформировать оптимальный набор мероприятий.

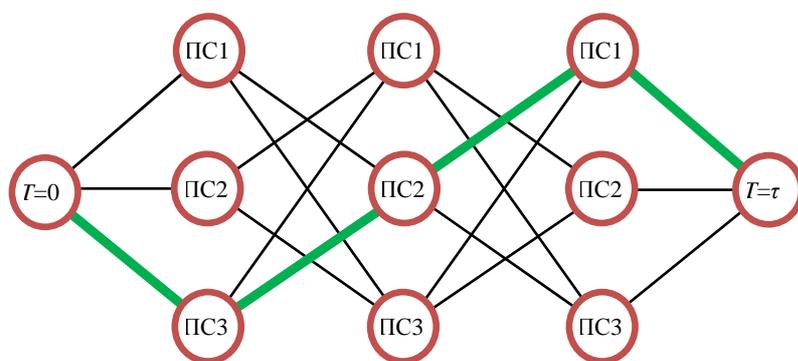


Рисунок 5 – Схема возможных маршрутов достижения целевого состояния

Все варианты реконструкции можно представить в виде полного графа (см. рис. 5). В данном случае существует шесть вариантов сценария реализации первоочередных мероприятий. Для определения оптимального сценария необходимо выполнить

расчет капиталовложений и анализ их эффективности на каждом этапе (см. таблицу 4).

В момент  $T = 0$  общий показатель работоспособности системы равен 0,56 и оценивается как предаварийное развивающееся состояние. Анализ различных сценариев показал, что наиболее эффективным является шестой вариант. Данный сценарий продемонстрировал наилучшие результаты на всех этапах его реализации.

Таблица 4 – Характеристики реконструкции ПС

Реконструируемая ПС	Стоимость решения, млн. руб.	Индикатор состояния ПС «до», о.е.	Индикатор состояния ПС «после», о.е.
ПС1 (Весна)	300	0,782 (ПА3)	0 (Н)
ПС2 (Веер)	250	0,677 (ПА3)	0 (Н)
ПС3 (Орджоникидзевская)	350	0,776 (ПА3)	0 (Н)

Таблица 5 – Оценка сценариев модернизации ПС СЭС

№	Шаг №1	Оценка шага №1 (для района / системы)	Ранг шага	Шаг №2	Оценка шага №2 (для района / системы)	Ранг шага	Шаг №3	Оценка системы (шага №3)
1	ПС1	0,32/0,5	3(4)	ПС2	0,56/0,45	5(6)	ПС3	0,3
2	ПС1	0,32/0,5	3(4)	ПС3	0,51/0,42	3(4)	ПС2	0,3
3	ПС2	0,56/0,51	5(6)	ПС1	0,32/0,45	5(6)	ПС3	0,3
4	ПС2	0,56/0,51	5(6)	ПС3	0,28/0,37	1(2)	ПС1	0,3
5	ПС3	0,51/0,49	1(2)	ПС1	0,316/0,42	3(4)	ПС2	0,3
6	<b>ПС3</b>	<b>0,51/0,49</b>	<b>1(2)</b>	<b>ПС2</b>	<b>0,28/0,37</b>	<b>1(2)</b>	<b>ПС1</b>	<b>0,3</b>

Недостатком шестого сценария является максимальная величина капиталовложений (350 млн. руб.) на первом этапе программы перевооружения, превышающая затраты по 1 – 4 сценариям (см. таблицу 5).

### *Заключение*

1. Анализ текущего состояния СЭС города Екатеринбурга показал необходимость формирования нового вида воздействия, а именно, управления технической политикой электросетевого предприятия. Решения о модернизации и техническом перевооружении должны разрабатываться с учетом оптимального плана развития СЭС. Комплекс мероприятий выбирается не только из множества доступных подходов в соответствии с действующими рекомендациями, но и с учетом множества ограничений нормативного, правового и финансового характера.

2. Сформулирована общая постановка задачи оценки функционального состояния системы электроснабжения мегаполиса и оптимизации СЭС за счет мероприятий по ремонту и замене оборудования в условиях ограничения финансовых ресурсов. Показано, что данная задача является многопараметрической, многокритериальной, сложно формализуемой и требует сочетания экспертных оценок с методами, использующими технико-экономические характеристики системы электроснабжения и ее отдельных элементов.

3. Проанализированы недостатки существующих баз данных и программных средств, используемых в электросетевых компаниях, и предложена структура информационно-аналитической системы для принятия предпроектных решений в части модернизации и развития системы электроснабжения крупного города на основе графо-ориентированной системы.

4. Выполнен анализ различных методов и в качестве наиболее подходящего для решения задачи оценки и оптимизации функционального состояния системы электроснабжения предложен метод индикативного анализа.

5. Метод индикативного анализа, адаптированный к решению задач оценки функционального состояния СЭС, позволяет определить состояние работоспособности любого объекта электрической сети по той информации, которая имеется в наличии. Использование балльных пороговых оценок дает возможность определить степень работоспособности (аварийности) как текущего состояния объекта, так и его перспективного положения. Оценивание выполняется

вне зависимости от объема информации, а также от ее достоверности, во многом определяющей итоговый результат. Чем точнее информация, тем достовернее результат оценивания.

6. Разработана система оценки эффективности принимаемых решений, которая позволяет сформировать группу первоочередных мероприятий с учетом финансовых и технических ограничений.

7. Предложенные методики анализа и оптимизации состояния системы электроснабжения и созданные на их основе программные средства были использованы при разработке инвестиционной программы Екатеринбургской электросетевой компании и показали свою высокую эффективность.

***Основное содержание работы отражено в следующих публикациях***

1. Применение принципов САПР в задаче «Мониторинг сети 0,4 кВ» / Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Лысак С.А., Мошинский О.Б. // 2-я международная научно-техническая конференция «Энергетика, экология, энергосбережения, транспорт»: труды. Тобольск, 2004. С. 145-148.

2. **Оценка режима работы и износа изоляции силовых трансформаторов / Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Мошинский О.Б., Пыжьянова Н.Н. // Вестник УГТУ-УПИ – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2004. №12 (42). С. 397-399.**

3. **Оценка работоспособности силовых трансформаторов с учетом схемно-режимных параметров / Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Мошинский О.Б., Пыжьянова Н.Н. // Вестник УГТУ-УПИ. 2004. №12(64). С. 208-214.**

4. Автоматизированный комплекс мониторинга системы электроснабжения / Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Лысак С.А., Мошинский О.Б. Пыжьянова Н.Н. // VIII Всероссийское совещание-выставка по энергосбережению: труды. Екатеринбург: ООО «РИА «Энерго-Пресс», 2007. 1 стр.

5. Development of the concept of electrosupply system of city / Kokin S.E., Mozhinskiy O.B., Pygjanova N.N. // «Energy saving technologies in scientific and technical development for industrial corporations». Universitet Dortmund, 1-st international Symposium, 2008. С. 54-55.

6. Стратегия технического перевооружения системы электроснабжения мегаполисов / Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Мошинский О.Б. // Сб. докладов III международной научно-практической конференции «Энергосистема: управление, конкуренция, образование». Т.2. Екатеринбург, 13-16 октября, 2008 г. С. 30-32.

7. **Методологические подходы к формированию концепции развития структуры электрических сетей крупных городов / Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Лысак С.А., Мошинский О.Б., Пыжьянова Н.Н. // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики: научно-технический и производственный журнал № 11-12/1 ноябрь-декабрь 2008. 179 с. С. 89-93**

8. Информационное обеспечение задач перспективного развития систем электроснабжения городов / Дмитриев С.А., Бартоломей П.И., Кокин С.Е., Лысак С.А., Пыжьянова Н.Н., Мошинский О.Б. // Вестник науки Костанайского социально-технического университета. Костанай: КСТУ, 2008. №1. С. 116-120

9. К расчету балансов и потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / Кокин С.Е., Паздерин А.В., Мошинский О.Б., Шерстобитов Е.В. // «Промышленная Энергетика», 2009, № 9, С.32-37.

10. Оценка технико-экономического состояния системы электроснабжения мегаполисов /Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Мошинский О.Б.// В сб. докл. Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования». Томск: ТПУ 2010. 2 с.

11. Оценка технико-экономического состояния системы электроснабжения мегаполисов / Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Мошинский О.Б., Хальясмаа А.И. // В кн.: Электроэнергетика глазами молодёжи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. Екатеринбург: УрФУ, 2010. Т. 2. 433 с. С. 260-265.

Работы [2, 3, 7, 9] опубликованы в реферируемых изданиях ВАК.

ИД № 06263 от 12.11.2001 г.

---

Подписано в печать 10.09.2011		Формат 60 × 84 1/16
Бумага типографская	Плоская печать	Усл. печ.л. 1,39
Уч.-изд.л. 1,5	Тираж 120	Заказ Бесплатно

---

Редакционно-издательский отдел УрФУ  
620002, Екатеринбург, ул. Мира, 19

Ризография НИЧ УрФУ  
620002, Екатеринбург, ул. Мира, 19