

На правах рукописи



Осокин Владимир Леонидович

**НАДЁЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК**

Специальность 4.3.2. Электротехнологии, электрооборудование
и энергоснабжение агропромышленного комплекса

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
доктора технических наук

Княгинино – 2025

Работа выполнена в Государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет» (ГБОУ ВО НГИЭУ) на кафедре «Электрификация и автоматизация»

Научный консультант	доктор технических наук, профессор Папков Борис Васильевич
Официальные оппоненты	Виноградов Александр Владимирович , доктор технических наук, доцент, ФГБНУ ФНАЦ ВИМ, главный научный сотрудник лаборатории электроснабжения, электрооборудования и возобновляемой энергетики Загинайлов Владимир Ильич , доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО РГАУ-МСХА имени К.А. Тимирязева, профессор кафедры электроснабжения и теплоэнергетики имени академика И.А. Будзко Илюшин Павел Владимирович , доктор технических наук, ИНЭИ РАН, руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики Отдела исследования взаимосвязей энергетики с экономикой, главный научный сотрудник
Ведущая организация	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева»

Защита состоится «31» октября 2025 г. в 10:00 часов на заседании диссертационного совета 72.2.016.02 при ГБОУ ВО НГИЭУ по адресу: 606340, Россия, Нижегородская область, г. Княгинино, ул. Октябрьская, д.22а, аудитория 121.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ГБОУ ВО НГИЭУ и на сайте <https://ngieu.ru/state-scientific-attestation/dissovet-72201602/>.

Автореферат разослан «30» ОКТОБЯ 2025 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета
к.т.н., доцент



Тареева Оксана Александровна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. Технические решения, связанные с прогнозированием, проектированием, развитием и эксплуатацией систем электроснабжения (СЭС) предприятий АПК часто принимаются при недостатке, неоднозначности и неопределенности исходной информации, достоверность и точность которой не удовлетворяет современным требованиям развивающихся интеллектуальных СЭС и комплексов потребления электроэнергии.

Наиболее крупными проблемами, решение которых требует учёта как технологических, так и экономических аспектов, являются: 1) принятие решений по развитию систем электроснабжения с учётом фактора надёжности; 2) принятие решений по управлению электропотреблением при отказах элементов комплекса в процессе эксплуатации; 3) исследование возможностей СЭС и потребителей в задачах управления режимами электропотребления; 4) оценка критериев экономической эффективности альтернативных вариантов управления режимами при изменении структуры, иерархии, усиления технологической, экономической, социальной и политической независимости субъектов энергорынка при возможном несовпадении интересов.

Исследования по двум первым проблемам актуальны, так как развитие распределённой генерации (РГ) и возобновляемых источников энергии (ВИЭ), систем накопителей электроэнергии (СНЭЭ), систем коммерческого и технологического учёта, контроля, управления, телемеханики, релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА) существенно усложнили принятие решений.

Третья проблема определяется «границами рациональности» затухания возмущения в электроэнергетической системе (ЭЭС) распространяющегося по потребителям. Анализ имевших место аварий показал, что для недопущения нарушения устойчивости достаточно отключать около 20% суммарной нагрузки, что обеспечивается выбором состава отключаемых присоединений.

Четвертая – связана с договорными отношениями, определяющимися расхождением интересов субъектов рынка с целями системы хозяйствования. Такая постановка приводит к необходимости анализа не только вертикальной иерархии, но и горизонтальных связей, формирующих энергорынок.

В диссертации показано, что при возросших требованиях к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии, появления в структуре СЭС систем РГ, ВИЭ с нестационарной выработкой мощности, использование СНЭЭ и управления электропотреблением, данные проблемы своевременны, актуальны и представляют особый интерес для АПК.

Степень разработанности темы исследования. Принципы развития и эксплуатации ЭЭС (СЭС) базируются на теории и исследовании проблем надёжности, безопасности, живучести, эффективности их функционирования в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Значительный вклад в разработки этих научных направлений внесли многие ученые и инженеры: Н.С. Афонин, В.А. Веников, А.В. Виноградов, Н.И. Воропай, Ю.Б. Гук, В. И. Загинайлов, П.В. Илюшин, В.Г. Китушин, А.Л. Куликов, Т.Б. Лещинская, Н.А. Манов, В.В. Михайлов, В.А. Непомнящий, В.Р. Огороков, Б.В. Папков, Ю.Н. Руденко,

И.А. Рябинин, К.В. Сулов, И.А. Ушаков, Р.Я. Федосенко, Ю.А. Фокин, М.Б. Чельцов, Е.М. Червонный, Ш.Ч. Чокин, Ю.Я. Чукреев, А.И. Шалин, В.И. Эдельман и др.

В Энергетической стратегии России до 2050 г. отмечено, что разработки и внедрение современных технологий генерации, преобразования, передачи, распределения и потребления электроэнергии с учётом РГ, ВИЭ, СНЭЭ, активных потребителей должна обеспечить надёжность, безопасность и эффективности управления режимами ЭЭС (СЭС). То же предусмотрено дорожной картой Национальной технологической инициативы «Энерджинет» и проектом «Интеллектуальная энергетическая система России».

Цель работы. Разработка новых, развитие и реализация существующих методических рекомендаций, инженерных решений, принципов обеспечения и повышения надёжности СЭС АПК в различных схемно-режимных условиях с временны́ми ограничениями на основе рационального управления активными потребителями, новых технологий энергосбережения, перехода к интеллектуальным электроэнергетическим системам (ИЭС).

В диссертации поставлены и решены следующие **задачи**:

1. Исследовать возможность теоретико-множественного представления сложности современных СЭС.
2. Обосновать необходимость расширения номенклатуры показателей надёжности СЭС потребителей АПК.
3. Разработать методику оценки надёжности в экстремальных ситуациях, возникающих в СЭС.
4. Разработать методику оценки надёжности и эффективности структурных схем систем РГ.
5. Разработать методы рационального управления электропотреблением потребителей АПК.
6. Разработать и обосновать методы формализованного представления производственных комплексов, экономико-математических моделей анализа последствий нарушений функционирования потребителей при отказах в СЭС и при управлении электропотреблением.
7. Выявить зоны и режимы электропотребления обобщённого потребителя в условиях внезапных и преднамеренных нарушений электроснабжения.

Объект исследования. Системы электроснабжения с промышленной, сельскохозяйственной и бытовой нагрузкой; СЭС с РГ; электрооборудование потребителей в нормальных, аварийных и послеаварийных условиях.

Предмет исследований. Методы, модели, средства повышения надёжности и эффективности электротехнических комплексов, включающих СЭС АПК и управления ими на базе моделей, устройств противоаварийной и режимной автоматики при минимальных технико-экономических потерях.

Научная новизна заключается в:

- уточнении постановки задач принятия решений по обеспечению эффективного функционирования СЭС, базирующихся на современных методах исследования больших технических систем;

- разработке обобщенного подхода к формированию моделей оценки последствий управления электропотреблением и уточнённой модели функциональных связей потенциально опасных объектов СЭС и потребителей;
- применении теоретико-множественного представления сложности к современным СЭС при решении задач оценки их надёжности и эффективности;
- выработке критериев требований потребителей к СЭС, обеспечивающих их функционирование в экстремальных режимах;
- рекомендациях по определению работоспособности СЭС, включая перекрывающиеся зоны РГ, с оценкой их надёжности и эффективности.

Теоретическая и практическая значимость заключается в:

- 1) создании теории и разработке методических основ практических расчётов, оптимизации, нормирования надёжности и определения экономической эффективности СЭС АПК;
- 2) обеспечении возможности выбора оптимальных решений по управлению режимами электропотребления с учётом технико-экономических последствий изменения режимов электроснабжения объектов АПК;
- 3) разработке обобщённой методики анализа показателей надёжности СЭС с выделением неработоспособных (частично работоспособных) состояний;
- 4) разработке модели функциональных связей потенциально опасных объектов в СЭС;
- 5) получении новых, уточнённых расчётных вероятностей аномальных событий, необходимых при решении задач развития СЭС;
- 6) дополнении свойства «надёжность» введенными и обоснованными понятиями «живучесть», «уязвимость», «стойкость», «достоверность» и др., необходимыми для оценки действия дестабилизирующих факторов на АПК;
- 7) разработке методики оценки эффективности внедрения современных систем релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА), отличающейся возможностью их модернизации и замены;
- 8) получении новых результатов оценки надёжности и эффективности структурных схем систем РГ с перекрывающимися зонами действия.

Полученные результаты – основа рекомендаций потребителям АПК; модели оценки ущерба предназначены для использования в практике проектирования, эксплуатации и управления СЭС АПК с целью оптимизации управления для увеличения диапазона регулирования электропотребления. Реализация предлагаемых методов позволяет обосновывать максимумы нагрузок и возможности их снижения; допустимую длительность и периодичность регулирования; допустимую и целесообразную степень участия потребителей в разгрузке ЭЭС.

Методология и методы исследования включают: системный подход; методы математической статистики, дискретной математики, прикладной теории надёжности и принятия решений, моделирование последствий нарушения электроснабжения АПК.

Положения, выносимые на защиту

1. Методика применения теоретико-множественного представления сложности больших технических систем (БТС) к современным СЭС, с РГ, позволяющая обеспечить точность, обусловленную требованиями конкретной задачи.

2. Введение показателей надёжности «гибкость», «безопасность», «живучесть», «управляемость», «устойчивоспособность», «экономичность» СЭС АПК позволяет повысить эффективность СЭС, в том числе ИЭС.

3. Методика оценки надёжности в экстремальных ситуациях, позволяющая существенно повысить точность расчета за счет усовершенствования моделей функциональных связей потенциально опасных объектов СЭС АПК.

4. Методика оценки надёжности и эффективности структурных схем РГ с перекрывающимися зонами действия, позволяющая оценить целесообразность рисков для ЭЭС, а также решать комплекс задач обеспечения надёжного и эффективного электроснабжения потребителей, обеспечивая устойчивую работу при нарушении работоспособности отдельных ГУ и их групп.

5. Методический подход к моделированию функционирования СЭС АПК в условиях нормальной работы, аварийных и послеаварийных режимах, а также эксплуатационные решения по управлению электропотреблением.

6. Методика управления надёжностью электроснабжения АПК на основе технико-экономической оценки последствий плановых и внезапных, полных и частичных нарушений электроснабжения, а также оценки последствий изменения режимов электропотребления, позволяющая разрабатывать модели выбора оптимального тарифа и мер для снижения стоимости потребленной электроэнергии.

7. Рекомендации по вариантам и параметрам управления режимами потребителей с учётом технологических особенностей и условий функционирования отдельных ГУ и особенностей технологических процессов потребителей, позволяющие повысить рентабельность АПК за счет повышения надёжности электроснабжения и повышения эффективности использования электроэнергии.

Реализация результатов работы отражена в научно-технических отчетах по работам, проводившимся в соответствии с планом научно-исследовательских работ ГБОУ ВО НГИЭУ. Результаты используются филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» «Нижновэнерго»; Тюменским ЦНТИ – филиал ФГБУ «РЭА» Минэнерго России; ФНПЦ АО «НПП «Полет»; Министерством сельского хозяйства и продовольственных ресурсов Нижегородской области; Министерством образования и науки Нижегородской области; Сельскохозяйственными предприятиями: ООО племенной завод «Большемурашкинский», ГБУ НО «Центр биоутилизации Нижегородской области»; в учебном процессе Нижегородского государственного инженерно-экономического университета, Орловского государственного аграрного университета им. Н.В. Парахина, Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева.

Достоверность результатов обеспечена системной проработкой проблемы, корректностью поставленных задач и математических моделей их решения, соответствием законам электротехники, соответствием теоретических положений и результатов внедрения. Сходимость теоретических положений и практических выводов подтверждается общей теорией систем с результатами эксперимента и исследованиями других авторов, что подтверждает достоверность полученных результатов. Эффективность работы подтверждена актами внедрения.

Апробация полученных в диссертации результатов проводилась на: Международной научно-технической конференции «Бенардосовские чтения». Иваново, ИГЭУ, 2015, 2023; Международной научно-практической конференции «Экономическая безопасность России: проблемы и перспективы». НГТУ им. Р.Е. Алексеева, Н. Новгород, 2015; Всероссийском научно-производственном семинаре «Безаварийный трансформатор». АЭН РФ. Н. Новгород, 2018, 2019; Международной конференции «Энергия будущего: вызовы и возможности». Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, 2018; Международном научном семинаре ИСЭМ СО РАН «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Иркутск, 2018. Ташкент, 2019; Конференции «Актуальные проблемы электроэнергетики». НГТУ им. Р.Е. Алексеева. Н. Новгород, 2018; Международной научно-технической конференции «Кибернетика энергетических систем» – Новочеркасск, 2022; Всероссийской научно-практической конференции «Цифровые технологии и платформенные решения для управления развитием электроэнергетики». Севастопольский государственный университет, 2023; Международной научно-технической конференции «Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности», ЧГУ им. И.Н. Ульянова, Чебоксары, 2023, 2024; Международной научно-практической конференции «Энергообеспечение АПК», ФГБНУ ФНАЦ ВИМ, Москва, 2023, 2024; Секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам НТП в энергетике Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике, Москва, 2025.

Публикации. По теме исследования опубликовано 69 научных работ общим объемом 182,19 п. л., в том числе авторских – 73,37 п. л., из них 3 монографии и 21 работа в изданиях из Перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени доктора наук, в том числе 4 публикации в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования Scopus и Web of Scinse, получено 8 патентов на изобретения.

Структура и объём диссертации. Диссертация состоит из введения, 7 глав, заключения, списка литературы из 296 наименований, 7 приложений, включает 57 рисунков и 29 таблиц. Объём диссертации – 419 страниц основного текста, общий объем работы – 486 страниц.

Личный вклад автора. Личный вклад автора – постановка цели и задач исследования; проведение теоретических исследований; разработка и обоснование критериев, методик правил обработки результатов; обобщение, научное обоснование, формулировка выводов и рекомендаций. В совместных работах – теоретическая и практическая разработка и обоснование основных идей и положений, предложений по совершенствованию методик оценки технико-экономических последствий управления электропотреблением; выполнение расчетов; рекомендации по выбору рациональных режимов электропотребления и энергосбережения; анализ и обобщение результатов и рекомендации по их применению.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность; сформулированы цель, задачи, объект и предмет исследования, научная новизна, теоретическая и практическая значимость результатов; приведены положения, выносимые на защиту, сведения о реализации и апробации результатов.

В первой главе показана актуальность проблемы надёжности и эффективности электроснабжения потребителей в условиях развития ИЭС, систем управления элементами и режимами потребления электроэнергии, а также реструктуризации БТС, влияющие на жизнеобеспечение, техническую, экономическую, продовольственную и социальную безопасность государства.

Вследствие неопределённости информации и требований к создаваемым электротехническим комплексам, необходимо постоянное уточнение показателей, путей и методов решения задач надёжности СЭС. Основными предпосылками формализации анализа надёжности электроснабжения являются: 1) необходимость учёта детерминированных и вероятностных показателей наступления полного или частичного нарушения электроснабжения); 2) отсутствие объективной классификации опасных и вредных факторов (ОВФ) природного, техногенного и внутреннего характера, влияющих на состояние СЭС; 3) отсутствие детерминированных, вероятностных и даже нечётких знаний об опасностях и их последствиях; 4) неполнота качественного и множественно-параметрического описания событий «безопасность – опасность».

Далее возможна оценка множества самых нежелательных исходов (СНИ) внезапного (планового), полного (частичного) нарушения (ограничения) электроснабжения исследуемого объекта выделением подмножества факторов (нечётких мер), структурирование и учёт которых обеспечивает переход к разработке объективных требований к СЭС.

Потребитель рассматривается как потенциально опасный объект (ПОО) на котором определено (рисунок 1): множество ОВФ, влияющих на ПОО, а также релейную защиту и автоматику (РЗА) – V_1 ; множество аварийных воздействий факторов окружающей среды (ФОС) на ПОО и (или) ЛПР и ПОО и (или) ЛПР на ФОС – V_2 , $V = V_1 \cup V_2$; множество параметров и характеристик чувствительности ПОО, его РЗА и административно-управленческого персонала (ЛПР) к ФОС и ОВФ – R ; множество нечётких функций, паразитных каналов ОВФ – F (причём, $B = F \cap R$ и $B \neq \emptyset$).

В целевом пространстве СЭС – T выбирается её поведения ξ , отвечающее совокупности условий (требований) α . Они определяют сложность, которая минимальна при оптимальном поведении ξ^* . Характеристиками сложности структуры СЭС являются: а) степень централизации α – мера разделения полномочий иерархических уровней и б) норма управляемости μ . Для каждой пары смежных уровней $(i-1, i)$, $i = \overline{2, N}$ степень централизации α измеряется отношением объёмов задач, решаемых, на i -м μ_i и $(i-1)$ -м μ_{i-1} уровнях $\alpha_i = \mu_i / \mu_{i-1}$. Объём задач μ_i оценивается перерабатываемой информацией на i -м уровне. Степень централизации системы определяется как

$$\alpha = \sum_{i=1}^N \beta_i \alpha_i, \quad \sum_{i=1}^N \beta_i = 1. \quad (1)$$

где β_i – весовой коэффициент соответствующего уровня системы.

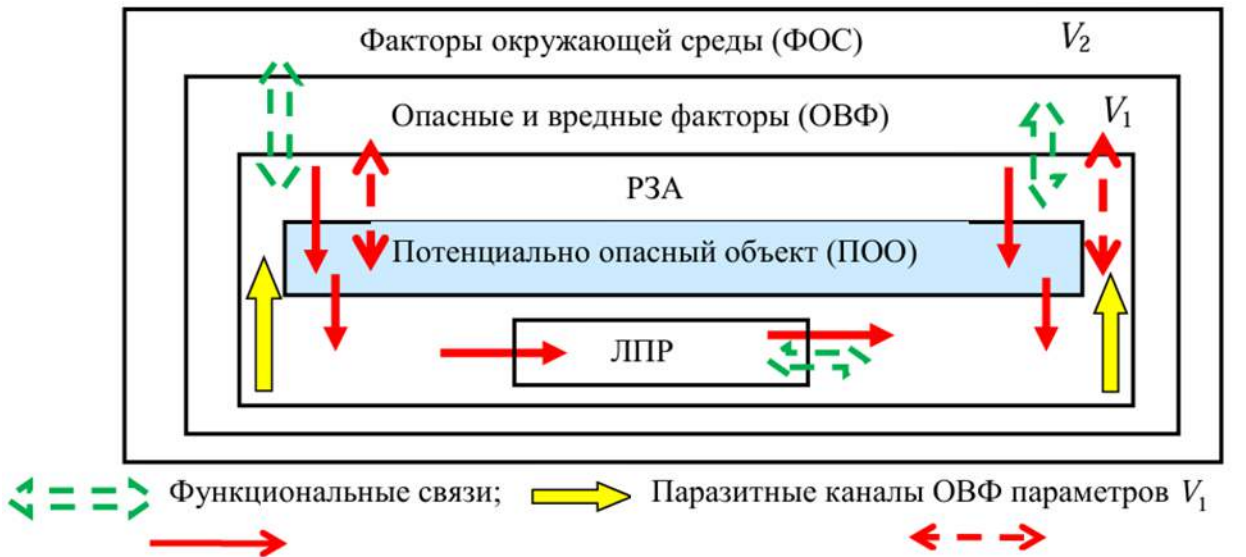


Рисунок 1 – Функциональные связи потенциально опасного объекта

Если в СЭС n элементов и $k \leq n$ – элементов каждого типа со сложностью S_{ij} , то сложность s системы определится как

$$s = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m S_{ij} k_j, \quad (2)$$

где $k_j (j = 1, 2, \dots, m)$ – число элементов i -го типа.

При $nk = L$ элементов максимальное число связей – $N = L(L - 1)$. Число фактических связей $N^* < N$, а число реализованных – $\alpha = N^*/N$. Сложность связей определяет коэффициент ν , учитывающий сложность связей по сравнению с элементами. Тогда сложность системы $S = (1 + \nu\alpha)s$.

Сложность системы S представляет сложность состава S_c и организации S_o

$$S = S_c + S_o, \quad (3)$$

где $S_c = S_{\text{суб}} + S_{\text{п}} + S_{\text{д}} + S_{\text{г}}$; $S_{\text{суб}}$ – субстратная, $S_{\text{п}}$ – параметрическая, $S_{\text{д}}$ – динамическая, $S_{\text{г}}$ – генетическая; $S_o = \{R\} + \{L\}$; $\{R\}$ – множество связей и отношений; $\{L\}$ – множество законов, инструкций правил.

Пусть ξ – случайная величина, действующая на весь комплекс или один из его элементов с распределением $f_{\xi}(x)$. Результат U функционирования зависит от ξ : $U = \varphi(\xi)$ и является случайной величиной, распределение которой определяется функциями φ и $f_{\xi}(x)$. Вариация воздействий приводит к рассеянию результатов функционирования, что оценивает поведение СЭС в среднем

$$\varphi[M(\xi)] = M(U), \quad (4)$$

где $M(\xi)$ и $M(U)$ – математические ожидания ξ и U .

В диссертации доказано, что при линейной зависимости случайных факторов и результатов функционирования системы смещение средних отсутствует. Однако учёт нелинейности в практических задачах желателен. Если $\varphi(\xi)$ функция квадратичная, что характерно для ряда процессов в СЭС, то

$$\varphi(\xi) = \xi^2, \text{ то } M(U) = M(\xi^2) \text{ и } M(U) = M(\xi^2) = [M(\xi)]^2 + \sigma_{\xi}^2, \quad (5)$$

где σ_{ξ}^2 – дисперсия случайной величины ξ .

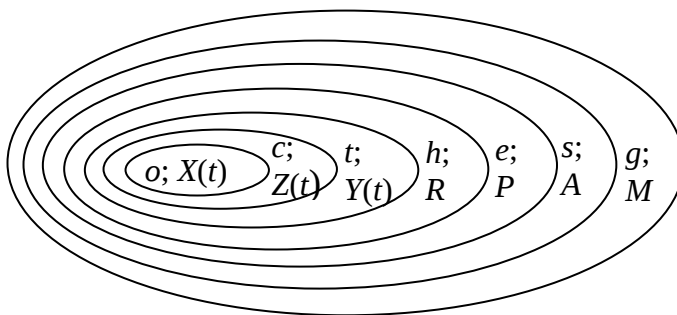
Очевидно, что разница равна дисперсии σ_{ξ}^2 случайной величины ξ . При нелинейности функций возмущающих факторов возникает смещение среднего (математического ожидания) $M(U)$ – результата функционирования СЭС.

Задача: определить границу между системами, системой и средой. Мощности межэлементных связей: $\omega = \omega(m, \gamma)$, где m – элементы; γ – связи. Граница определяется как $F(m, \gamma, \omega_0) = 0$, где ω_0 – минимальная мощность межэлементных связей, соответствующая границе балансовой принадлежности. Внутри её элементы m_1 , со связями γ_1 мощностью $\omega(m_1, \gamma_1) > \omega_0$. Вне – m_2 со связями γ_2 мощностью $\omega(m_2, \gamma_2) < \omega_0$. У пограничных элементов m_3 есть хотя бы одна связь γ_3 мощностью $\omega(m_3, \gamma_3) > \omega_0$, а остальные – $\omega(m_3, \gamma_3^*) < \omega_0$.

На основании теоретико-множественного подхода наглядно показано, что электротехнический комплекс ЭЭС-СЭС-потребитель – сложная динамическая система, развивающаяся во времени и в пространстве и обладающая свойствами, отсутствующими у элементов и связей, их образующих.

Во второй главе доказано, что наиболее полно надёжность электротехнического комплекса характеризуется потоками отказов элементов в сочетании с функциями распределения глубины и длительности отключения (ограничения) потребителей и ущерба. Поскольку не существует единства мнений об универсальной системе показателей надёжности (ПН) ЭЭС (СЭС), построена универсальная система множеств понятий для исследования надёжности, рисунок 2.

Объекты ЭЭС (СЭС) представляются: параметрами внутренних характеристик $X = \{x\}$; условиями и параметрами применения объекта $Z = \{z\}$; параметрами $Y = \{t\}$, характеризующими результат функционирования объекта с параметрами $x \in X$ в условиях $z \in Z$, $y = f(x, z)$, $y \in Y$. Пространство параметров модели – объединение $\Pi = Z \cup X \cup Y$. Мгновенная фаза существования объекта – кортеж векторов $K_i = (z_i, x_i, y_i)$. Область параметров Π_j ($j \in J$) – множество режимов существования объекта с областями параметров Z_j, X_j, Y_j , определяемое как Декартово произведение $\Pi_j = Z_j \times X_j \times Y_j$.



o – объект; c – условия; t – временной горизонт; h – человеческий фактор; e – технология; s – теория надёжности; g – управление; X – технико-экономические показатели; Z – параметры среды; Y – требуемые параметры; R – ПН; P – задачи надёжности; A – методы решения; M – управление надёжностью

Рисунок 2 – Система основных понятий теории надёжности

Если $K_i \in \Pi_j$, считается, что объект находится в j -м режиме. Множество режимов $J = \{j\}$ содержит подмножества

$$J = U \cup B; U = M \cup I \cup N \cup C \cup S; B = A \cup F \cup W \cup R \cup O, \quad (6)$$

где подмножества режимов: $U = \{u\}$ – эксплуатации; $B = \{A, F, W, R, O\}$ – проста: ($A = \{a\}$ – при аварийных воздействиях, $F = \{f\}$ – в неработоспособном

состоянии, $W = \{w\}$ – из-за послеаварийного восстановления, $R = \{r\}$ – из-за плановых и внеплановых ремонтов, $O = \{o\}$ – в работоспособном состоянии); $M = \{m\}$ – технического обслуживания; $I = \{i\}$ – пуска; $N = \{n\}$ – нормальной работы; $C = \{c\}$ – возможностей регулирования; $S = \{s\}$ – останова.

Данная система понятий позволяет конкретизировать и показать сложность исследования и анализа электротехнических комплексов в составе ЭЭС (СЭС), определить направления работ по оценке их надёжности, соблюдая принципы системного подхода, возможности их дальнейшего развития и уточнения. При выделении в фазовом пространстве множества областей понятие отказа становится неоднозначным, а классический подход к оценке ПН не учитывает эту неопределённость. Это не позволяет объективно оценить последствия отказа, так как по оценке среднего можно утверждать о выполнении заданных функций данным объектом только при детерминированной постановке задачи, стабильности состояния и условий функционирования.

За рубежом предлагаются базовые и интегральные ПН. Базовые характеризуют надёжность электроснабжения узлов нагрузки и потребителей. Интегральные – надёжность оказания услуг по поставке электроэнергии крупным сетевым объектам. Результаты аналитического обзора зарубежных ПН для решения задач прогнозирования надёжности и услуг при управлении режимами электроснабжения АПК показали, что рассматриваются ПН без учёта числовых характеристик статистических распределений, что для современных ИЭС недостаточно. Несмотря на множество ПН, они позволяют, в лучшем случае, лишь в среднем оценить состояние ЭЭС (СЭС) на основе не всегда достаточной и достоверной ретроспективной информации. Применение их в целях оценки и (или) прогнозирования функционирования системы на более коротких интервалах, в разных режимах и при переменной структуре практически невозможно.

В диссертации разработаны и уточнены рекомендации по выбору ПН СЭС, обеспечивающих требуемую надёжность электроснабжения АПК. Результат их функционирования – случайные события, число которых равно числу целей (задач), поставленных перед конкретной СЭС. ПН определяются вероятностями соответствующих событий, их математическим ожиданиями и дисперсиями, а при достаточной информации – функциями распределения. Это определяет систему индивидуальной ответственности относительно мелких потребителей, так как на их уровне проблемы надёжности возникают наиболее часто. Системная оценка ПН учитывает следующие концептуальные понятия: множественность, взаимосвязь причин и следствий, изменчивость, случайность, условность моделей, влияние человеческого фактора. Соответствие возможных (фактически) достигнутых результатов B , требуемым для выполнения задач определяется как

$$R = \{B_{\downarrow} \leq B \leq B^{\uparrow}\}, \quad (7)$$

где R – событие – выполнении СЭС заданных функций в заданном объёме, с соблюдением установленных нормативов; $B_{\downarrow}$ и $B^{\uparrow}$ – нижний и верхний пределы необходимого результата функционирования СЭС.

По (7) оценивается надёжность одноцелевой «простой», системы и вероятность P соответствия результатов требуемым для выполнения соответствующих задач: $P(R) = P\{B_{\downarrow} \leq B \leq B^{\uparrow}\}$.

Оценка надёжности многоцелевой системы с результатами выполнения каждой из n целей, представляется как

$$R = \left[\begin{array}{c} B_{\downarrow 1} \leq B_1 \leq B^{\uparrow 1} \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ B_{\downarrow i} \leq B_i \leq B^{\uparrow i} \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ B_{\downarrow n} \leq B_n \leq B^{\uparrow n} \end{array} \right], \quad (8)$$

где $B_{\downarrow i}$ и $B^{\uparrow i}$ – нижний и верхний пределы необходимого результата функционирования СЭС при решении i -й задачи; B_i – возможный или фактический результат функционирования СЭС для выполнения i -й задачи.

Результат функционирования – случайные события, число которых равно числу целей СЭС. Возможен анализ выполнения СЭС всех n задач; наиболее важных $k < n$; не менее заданного $n_0 < n$ числа задач и др. ПН определяются вероятностями: P_n ; P_k ; $P_{n_0 < n}$, и $M(P_i)$, $D(P_i)$, а при достаточной информации – функциями распределения. Тогда (8) представляется как

$$P(R_n) = P \left(\left[\begin{array}{c} B_{\downarrow 1} \leq B_1 \leq B^{\uparrow 1} \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ B_{\downarrow i} \leq B_i \leq B^{\uparrow i} \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ B_{\downarrow n} \leq B_n \leq B^{\uparrow n} \end{array} \right] \right), \quad (9)$$

где $P(R_n)$ – вероятность выполнения СЭС всех функций.

Проверка и подтверждение требований к результатам B функционирования СЭС осуществляется на основе нормативов, соответствующих ПН. Критерий достоверности оценивается вероятностью $P_R = (R_{\phi} \leq R_n)$, где R_n и R_{ϕ} – нормативное и фактическое значения ПН.

Из-за усложнения структуры, разных типов и мощности объектов РГ, ВИЭ, СНЭЭ требуются чёткие требования к существующим и вновь вводимым системным ПН и эффективности функционирования СЭС: «маневренность», «мобильность», «гибкость». Поскольку генерация ВИЭ непостоянна и плохо прогнозируема, её колебания имеют серьезные последствия в СЭС и у потребителей, выражающиеся в нестабильности напряжения в узлах с большой фотоэлектрической и (или) ветровой генерацией. На первый план выходит задача технологически и экономически оптимального управления генерацией с учётом маневренности, мобильности, гибкости, компенсации нестабильности с целью обеспечения баланса спроса и выработки электроэнергии.

Существующие методики оценки ПН и их параметров, обеспечивающих гибкость СЭС, относятся в основном к конкретным энергообъектам, а допущения, в основе их оценок и рекомендации по использованию, делают область их применения довольно узкой. Быстрая корректировка режима РГ с ВИЭ необходима для обеспечения допустимых регулировочных диапазонов ГУ при подключении отключённой ПА нагрузки; при аварийных заявках на ремонт ГУ и (или)

сетевого оборудования. На уровне краткосрочного планирования анализируется возможность регулирования ГУ с учётом мобильности очередей резерва. Мобильные свойства ГУ характеризуются диапазонами регулирования нагрузки α и β , определяемыми технологически допустимыми значениями P_{min} и P_{max} , а также скоростью изменения нагрузки (МВт/мин) внутри регулировочного диапазона

$$\alpha = \frac{P_H - P_{min}}{P_H} 100\%; \quad \beta = \frac{P_{max} - P_H}{P_H} 100\%; \quad V = \Delta P / \Delta t, \quad (10)$$

где P_H – номинальная нагрузка ГУ, ΔP – изменение нагрузки ГУ; Δt – минимально допустимое время изменения нагрузки.

К показателям гибкости, определяющим мобильность ГУ относится время, в течение которого ГУ работает с изменённой мощностью; задержка реакции ГУ на изменение нагрузки; энергетическая ёмкость – запас первичного энергоносителя (МВт·ч), определяющийся временем его истощения для ГУ, работающих на традиционном топливе.

Таким образом, показано, что электротехнические комплексы обладают свойством гибкости, если найдены значения переменных, при которых существует вероятность удовлетворения всех ограничений в каждый момент времени при любых возможных значениях неопределённых параметров.

Третья глава посвящена энергетической безопасности – минимизации последствий отказов от нарушения работы электротехнических комплексов, включая системы жизнеобеспечения и инфраструктуру, имеющую общегосударственное (региональное) значение.

Независимо от технологических особенностей многие потребители имеют две типовые точки: 1) определяет минимальное сокращение электропотребления ΔW_{min} , не снижающее выпуск продукции; 2) соответствует снижению электропотребления ΔW_{max} , с прекращением выпуска продукции.

Если $\Delta W_{min} \leq \Delta W \leq \Delta W_{max}$, то потребитель переходит в состояние частичной работоспособности. Поэтому необходимо создание комплекса правил (программ, алгоритмов), нормативных и информационно-справочных документов, т. е. – эффективная научная организация, координация действий энергослужб, обеспечивающая ответы на вопросы: что, когда, кому делать.

Проблема обеспечения безопасности ПОО определилась серьёзностью последствий событий и вероятностью «почти ноль». При этом погрешность статистических моделей оценки малых вероятностей резко увеличивается из-за малого количества, неопределённости, недостоверности ретроспективной информации, что не позволяет получить эффективные, несмещённые и состоятельные статистические оценки. В пределах стабильных значений обобщённого показателя Π статистика даёт приемлемые результаты $\Pi_{min} + \Delta_1 \leq \Pi \leq \Pi_{max} - \Delta_2$, обеспечивающие достоверность возможных последствий. В диапазонах близких к экстремальным $\Pi_{min} \leq \Pi \leq \Pi_{min} + \Delta_1$ и $\Pi_{max} - \Delta_2 \leq \Pi \leq \Pi_{max}$ достоверность прогноза уменьшается. Поэтому повышение достоверности – уменьшение интервалов $\Pi_{min} + \Delta_1$ и $\Pi_{max} - \Delta_2$.

Вероятности редких (непредсказуемых) событий лежат на «хвостах» распределений, попадая в маловероятную «размытую» область. Переход к методам

Fuzzy Sets расширяет её за счёт неопределённости, обоснованной «осторожными» экспертными оценками (рисунок 3).

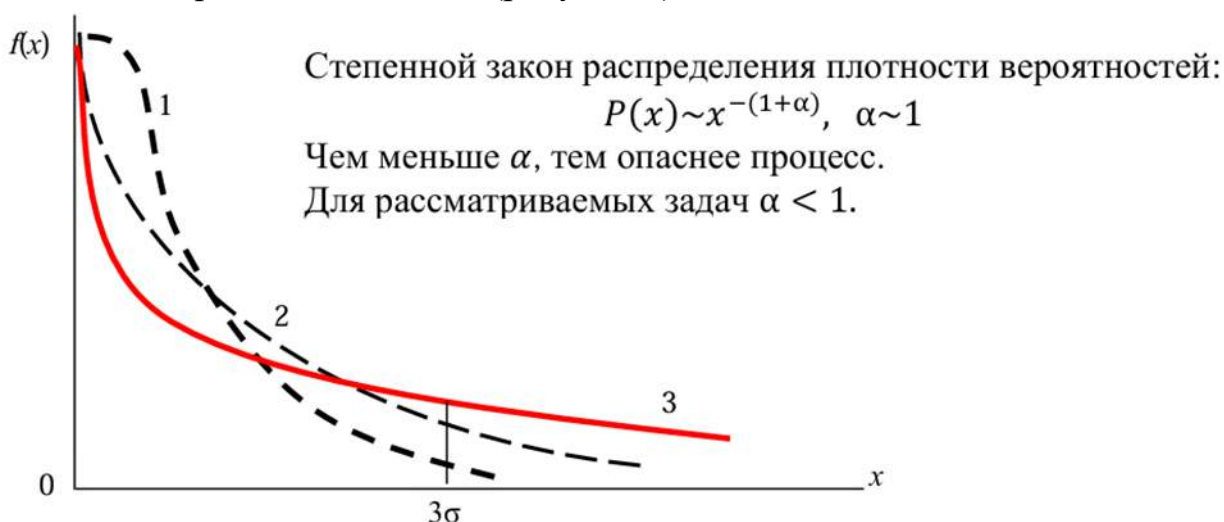


Рисунок 3 – Сравнительные плотности законов распределения случайной величины: 1 – нормального; 2 – экспоненциального; 3 – степенного

«Хвост» распределения соответствует авариям (катастрофам), возможность которых «почти нуль». Зона «хвоста» не определена, достоверность аналитических расчётов сомнительна, плотность распределения неизвестна. Но события, приходящиеся на «хвост», происходят не так редко, чтобы их не учитывать. Сравнение вероятностей катастрофических событий по степенному и гамма-распределению показало, что различия достигают 300 раз.

Конечная цель разработки, создания и эксплуатации современных устройств РЗА – повышение безопасности, надёжности и эффективности функционирования ЭЭС (СЭС). Оценка эффективности РЗ обычно сводится к принятию её стоимости 5–20 % стоимости сети. Целесообразность мероприятий по выбору объёма (модернизации) РЗА оценивается сравнением выигрыша от повышения надёжности ΔC и затрат на мероприятия по её повышению C_3

$$E_3 = \Delta C / C_3. \quad (11)$$

Критерий (11) – выигрыш при реализации мероприятия, если $E_3 > 1$.

Возможен и другой критерий

$$E_3 = \Delta C - C_3, \quad (12)$$

где $\Delta C = C - C_0$; C , C_0 – эффекты при реализации C или нет C_0 .

Выбранному варианту РЗ соответствуют прогнозные ущербы потребителей Y_n и сетевой организации Y_{co} , затраты потребителей Z_n и сетевой организации Z_{co} . Если нельзя пренебречь вероятностью катастрофических последствий $Y \gg Z$, то повышение надёжности оправдано. В противном случае (ущерб соизмерим с затратами) оценка эффективности варианта РЗ сравнивается с ΔY и ΔZ до и после реализации выбранного варианта. Если $\Delta Z_n < \Delta Y_n$, выбор РЗ потребителем оправдан. Если $\Delta Z_{co} < \Delta Y_{co}$, выбор оправдан с точки зрения сетевой организации. Если реализация выбранного варианта РЗ производится потребителем, то $Z_{co} = 0$, а если силами сетевой организации, то $\Delta Z_n = 0$.

Некорректная работа РЗ связана с физическим и моральным износом. Комплексная замена невозможна из-за отсутствия достаточного финансирования и высокой стоимости устройств. Решение – введение очередности реконструкции. Теория игр позволяет спланировать поэтапную реконструкцию РЗ при ограниченном бюджете с минимальными рисками. Контролируемый ПН (выигрыш) – вероятность безотказной работы (ВБР) устройств РЗ. Расчёты показали, что приемлемой стратегией, является замена.

Методика оценки эффективности АЧР основана на следующих допущениях: 1) отклонение отключаемой нагрузки ΔN_i от задаваемой при АЧР – $\Delta N_{зд}$ минимально $|\Delta N_i - N_{зд}| \leq \delta_i \rightarrow \min$; 2) вероятность максимального сохранения выпуска продукции $p_i(\Delta B_i > 0 | t_{огр} \leq T_n) \leq \varepsilon$; $\Delta B_i = B_i t_{огр} / T$, где ΔB_i – недо-выпуск при i -м снижении нагрузки; B_i – плановый (договорной) выпуск за T ; $t_{огр}$ – длительность ограничения; T_n – максимальная длительность снижения нагрузки; ε – допустимая вероятность недовыпуска продукции; 3) средний ущерб $Y \rightarrow \min(Y_i)$; Расчёты, выполненные для различных потребителей показали, что ΔY и ΔN могут составлять до 50% $Y_{ср}$ и $N_{откл}$ АЧР.

Последствия кибератак определяются графами атак, учитывающими угрозы, защищенность, риски объектов с наибольшей уязвимостью.

В четвёртой главе отмечается, что поведение ГУ систем РГ отличается от их работы в составе ЭЭС, необходим учёт поведения элемента x_k , определяющего предысторией части или всех остальных элементов

$$x_k(t + dt) = f_k[x_k(0, t), x_1(0, t), \dots, x_n(0, t)], \quad (13)$$

где f_k – функция, определяемая конкретными особенностями системы.

Тогда, состояние системы определяется n -мерной случайной величиной

$$X(t) = [x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)], \quad (14)$$

траектория поведения которой в интервале $[t, t + \theta]$ – n -мерная случайная функция $X(t, \theta) = [x_1(t, \theta), x_2(t, \theta), \dots, x_n(t, \theta)]$.

Анализ схем СЭС показал, что одним из методов оценки условий работоспособности является прямой перебор возможных состояний (для j -го состояния вычисляется вероятность r_j того, что оно будет реализовано. Для СЭС искомая вероятность $P = \sum_j r_j \delta_j$, где δ_j – индикатор j -го состояния: $\delta_j = \begin{cases} 1, & \text{если } j \in S_r \\ 0, & \text{если } j \in S_s \end{cases}$. При независимости элементов СЭС вероятности соответствующих состояний определяются как:

$$r_0 = \prod_{i=1}^n p_i, r_i = q_i \prod_{k=1, k \neq i}^n p_k, r_{ij} = q_i q_j \prod_{k=1, k \neq i, j}^n p_k, \dots, r_{1,2 \dots n} = \prod_{i=1}^n q_i, \quad (15)$$

где p_i, q_i – вероятности состояний i -го элемента системы.

Задача оценки условий работоспособности автономных СЭС (граф схемы представлен на рисунке 4) определена матрицами: **A** – путей и **B** – минимальных сечений s_i ($i = \overline{1,10}$) отказов соответствующих элементов.

$$A(v_1, v_2, v_3, v_4, v_5, v_6, v_7, v_8) = \begin{Bmatrix} \Pi_1 \\ \Pi_2 \\ \Pi_3 \\ \Pi_4 \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} v_1 & v_3 & v_5 & v_7 \\ v_1 & v_3 & v_8 & v_4 & v_6 & v_7 \\ v_2 & v_4 & v_6 & v_7 \\ v_2 & v_4 & v_8 & v_3 & v_5 & v_7 \end{Bmatrix}. \quad (16)$$

$$\mathbf{B}(v_1, v_2, v_3, v_4, v_5, v_6, v_7, v_8) = \begin{vmatrix} s_1 & s_2 & s_3 & s_4 & s_5 & s_6 & s_7 & s_8 & s_9 & s_{10} \\ v_7 & v_1 & v_1 & v_2 & v_3 & v_3 & v_4 & v_5 & v_1 & v_2 \\ & v_2 & v_4 & v_3 & v_4 & v_6 & v_5 & v_6 & v_6 & v_5 \\ & & & & & & & v_8 & v_8 \end{vmatrix}. \quad (17)$$

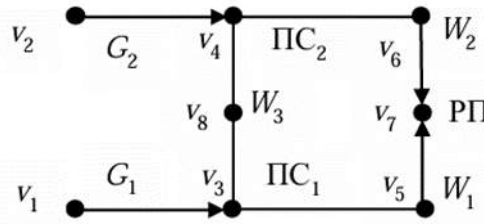


Рисунок 4 – Граф схемы СЭС

СЭС работоспособна, если потребители, подключённые к РП получают питание, т. е., работоспособны G_1, G_2 подстанций ПС1, ПС2; ЛЭП W_1, W_2, W_3 .

Рациональное построение структуры с учётом «важности» элементов выделяет «слабые места» и выявляет роль элементов и их комбинаций в обеспечении надёжности СЭС. «Вес» c_i элемента x_i в системе из n элементов $y(x_1, \dots, x_n)$ – относительное число работоспособных состояний СЭС, в которых отказ элемента приводит к отказу системы. Восстановление x_i – восстановление системы при $\sum_{i=1}^n c_i = 1$. «Значимость» ξ_i элемента x_i – отношение ВБР системы R_c к ВБР элемента R_i : $\xi_i = R_c / R_i$. «Вклад» b_i элемента x_i в надёжность: $b_i = R_i \xi_i$.

Анализ схемы (рисунок 4) показал, что максимальное приращение надёжности обеспечивается последовательным её повышением для элементов: 1) РП (v_7); 2) G_1, G_2 (v_1, v_2); 3) ПС1, ПС2 (v_3, v_4); 4) W_1, W_2 (v_5, v_6); 5) W_3 (v_8). Но при различных соотношениях ВБР результат анализа может быть другим.

Развитие замкнутых сетей РГ требует оценки вероятности связности. На рисунке 5 вершины – узлы генерации, распределения или потребления электроэнергии, параметры ЛЭП – веса рёбер (ВБР).

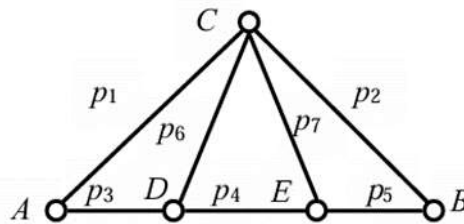


Рисунок 5 – Схема условной автономной ЭЭС

Предполагается, что узлы абсолютно надёжны. Для связи узлов A и B используются пути из трёх и менее последовательно включённых рёбер

$$\begin{vmatrix} \Pi_1 & AC & CB & 0 \\ \Pi_2 & AD & DE & EB \\ \Pi_3 & AD & DC & CB \\ \Pi_4 & AC & CE & EB \end{vmatrix}. \quad (18)$$

Отсутствие связи узлов A и B сводится к вычислению вероятности

$$Q_{AB} = (1 - p_1 p_2) \cdot (1 - p_3 p_4 p_5) \cdot (1 - p_3 p_6 p_2) \cdot (1 - p_1 p_7 p_5).$$

Эффективность $\mathcal{E}$ системы S – мера целесообразности, работоспособности, связанная с получением полезного результата – выигрыша G , обеспечиваемого энергетическими, экономическими, информационными и другими C затратами $\mathcal{E} = G - C$, если G и C выражены в одинаковых единицах измерения и $\mathcal{E} = G/C$, если в разных. Эффективность – функция $\mathcal{E} = \alpha e^{-\beta C}$, где α и β – масштабные коэффициенты или выигрыш G при ограниченной плате C^* : $\mathcal{E} = G|_{C \leq C^*}$.

Задачи, решаемые на основе выбора функций эффективности, включают: 1) условия создания СЭС $\mathcal{E} \geq \mathcal{E}_*$ при $C \leq C_*$, где $\mathcal{E}_*$ – пороговое значение эффективности; C_* – допустимые затраты создания СЭС; 2) сравнение $\mathcal{E}_1 \leq \mathcal{E}_2$ вариантов при $C \approx C_*$; 3) оптимизацию i -го варианта по параметрам x для наиболее тяжёлого режима у работы: $\max_x \min_y \mathcal{E}_i$.

В диссертации разработаны методы оценки эффективности РГ с перекрывающимися зонами действия в основе которых – энергорайон нескольких ГУ, каждая из которых обеспечивает работу потребителей «своей» зоны $\Omega = \bigcup_{i=1}^4 Z_i$ (рисунк 6). Непересекающиеся зоны – S_i , ($i = \overline{1,4}$); области пересечения – $S_{i,j}$, $S_{i,j,k}$ ($i = j = k = \overline{1,4}$). Все зоны определяют район S действия ГУ системы РГ.

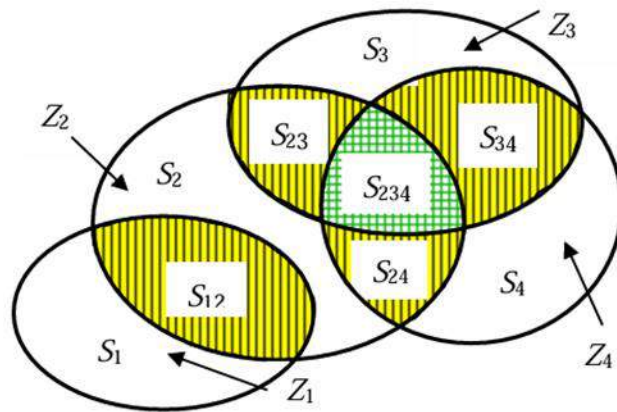


Рисунок 6 – Зоны работы ГУ системы РГ

Если отказывает ГУ с основными потребителями в зоне Z_2 , коэффициенты эффективности областей, покрываемых этой зоной, изменятся. Вместо E_{12} , E_{23} , E_{24} , E_{234} получаем E_1 , E_3 , E_4 , E_{34} . Составляющая коэффициента эффективности e_i в результирующей сумме для области S_i без перекрытия S с другими зонами определяется как $e_i = S_i E_i p_i$, где p_i – вероятность отказа ГУ в Z_i с нарушением электроснабжения в S_i .

Составляющая перекрытия зон Z_i и Z_j : $e_{ij} = S_{ij}(E_{ij}p_i p_j + E_i p_i q_j + E_j q_i p_j)$.

Составляющая при перекрытии трёх зон Z_i , Z_j и Z_k

$$e_{ijk} = S_{ijk}(E_{ijk}p_i p_j p_k + E_{ij}p_i p_j q_k + E_{ik}p_i q_j p_k + E_{jk}q_i p_j p_k + E_i p_i q_j q_k + E_j q_i p_j q_k + E_k q_i q_j p_k). \quad (19)$$

При отказе ГУ в Z_i ущерб определяются последствиями от нарушения электроснабжения в S_i . В остальных областях перекрытия может наблюдаться снижение эффективности функционирования потребителей. Ущерб Y_i в S_i будет $Y_i = S_i E_i + S_{ij}(E_{ij} - E_i) + S_{ijk}(E_{ijk} - E_i) + \dots$. Приближённая оценка суммарного ущерба Y_Σ с учётом вероятности p_i отказов ГУ в разных зонах РГ составит $Y_\Sigma = \sum_{i=1}^n p_i Y_i$.

Вычисления ориентировочных оценок эффективности функционирования РГ с пересекающимися зонами приведены на примерах решения следующих задач.

1. При непересекающихся зонах ГУ в РГ каждая из двух одинаковых ГУ обеспечивает электроснабжение в своей зоне с заданной для каждой ВБР и коэффициентом готовности.

2. Две ГУ системы РГ S_a и S_b , обеспечивают потребителей мощностью $P_\Sigma = P_{max}$. ГУ S_a выдаёт мощность $0 < P_{S_a} < P_2$, а S_b – $P_1 < P_{S_b} < P_{max}$ ($P_1 < P_2$). Надёжность выдачи мощности ГУ: $R_a = R_b$. Вероятность надёжного электроснабжения в зоне каждой ГУ – $R_1 = R_2$; при одновременной работе $\mathcal{P} = 1 - (1 - R_1)^2$. Эффективность РГ – вероятность обеспечения в любой момент времени нагрузки в диапазоне $0 \leq P \leq P_{зад}$.

3. Система РГ состоит из двух ГУ. Общая нагрузка P МВт. При отказе одной ГУ нагрузка снижается до kP , $0 < k < 1$. ВБР каждой ГУ распределена по экспоненциальному закону $p(t) = e^{-\lambda t} = e^{-t/T}$. Расчётный период – $t = T$. ВБР ГУ – $p = e^{-t/T} = e^{-1} = 0,368$. Показатель эффективности РГ при работе двух ГУ в течение τ : $E_0 = P\tau$; при отказе одной ГУ – $E_i(t_i) = 0,3P\tau + 0,7Pt_i$; результирующая оценка эффективности системы РГ определяется как

$$E = p^2 P\tau + 2p\{0,3P\tau(1-p) + 0,7P\tau[1-p(1+\lambda\tau)]\} + \\ + 2\{0,3P\tau[0,75-p(1+\lambda\tau) + 0,25p^2(1+2\lambda\tau)] + \\ + 0,7P\tau[0,25-p + (0,75+0,5\lambda\tau)p^2]\}. \quad (20)$$

4. Оценка эффективности РГ с четырьмя ГУ рассмотрена для случая двух независимых подсистем системы РГ (рисунок 7, а) и системы РГ с четырьмя ГУ и потребителями, расположенными в четырёх зонах (рисунок 7, б). Каждая из подсистем (рисунок 7, а) обеспечивает электроснабжение двух областей ($S_{i,i+1}$). Возможны отказы одной ГУ – четырьмя способами; двух ГУ – двумя – в каждой из зон Z_i и четырьмя, если в разных Z_i и Z_j зонах; трёх ГУ – двумя способами.

Последствия отказов ГУ существенно отличаются, так как технологический процесс и электропотребление в областях S_i имеют свои особенности. В соответствии с биномиальным распределением вероятность отказа одной из четырёх ГУ – $q_{1,4} = C_4^1 q^1 p^3$. В любой зоне Z_i , электроснабжение которой обеспечивается двумя ГУ, их ВБР – $P = 1 - (1 - p)^2$. Вероятность одновременного отказа двух любых ГУ – $q_2 = 1 - P$. Вероятность отказа двух ГУ одной Z_i зоны $q_{2Z_i} = 2q_2 P$. Вероятность отказа двух ГУ в разных зонах $q_{2Z_{ij}} = 4(qp)^2$. Вероятность отказа трёх ГУ $q_{3,4} = C_4^3 q^3 p^1$. Если каждая из подсистем вносит половину «вклада» в общую эффективность системы РГ, то с учётом, что обе подсистемы работоспособны, $E = [1 - (1 - p)^2] K_r^2$.

Электроснабжение потребителей рисунок 7, б) в зонах Z_i ($i = \overline{1,4}$) обеспечивается четырьмя ГУ. Каждая обеспечивает электроснабжение двух зон (Z_{ij}). Возможны: отказ одной ГУ, двух соседних и трёх ГУ четырьмя способами; двух противоположно расположенных ГУ двумя. ВБР системы РГ – $P_{rg} = 1 - q^4$.

Вероятность отказа одной ГУ $q_{1,4} = C_4^1 q^1 p^3$; двух соседних и двух смежных ГУ: $q_{2сос,4} = 4 \cdot q^2 p^2$; $q_{2пр,4} = 2 \cdot q^2 p^2$ соответственно. Вероятность отказа

трёх ГУ $q_{3,4} = C_4^3 q^3 p^1$. При одновременном отказе двух ГУ с разным структурным расположением эффективность РГ существенно различается.

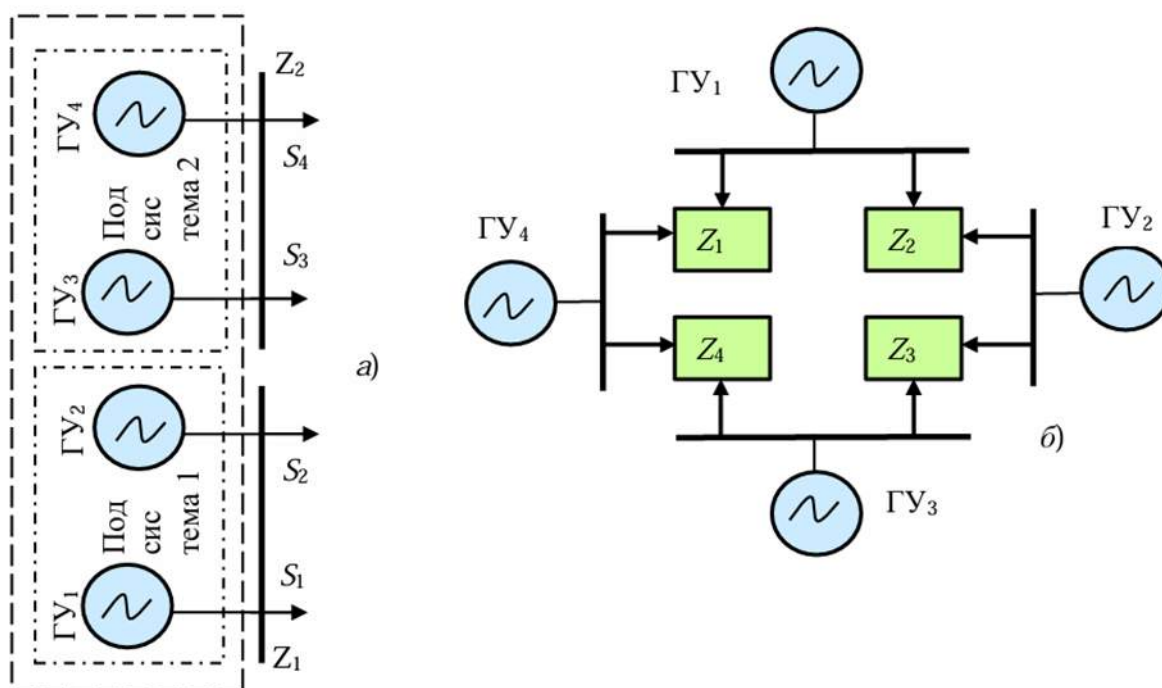


Рисунок 7 – Две независимые подсистемы общей системы РГ:
а) – РГ с четырьмя ГУ и потребителями, б) – РГ с четырьмя ГУ и потребителями, расположенными в четырёх зонах

При отказе двух противоположных ГУ сохраняется электроснабжение всех областей S_i ($i = \overline{1,4}$), хотя только от одной ГУ, а отказ двух соседних ГУ приводит к полному нарушению электроснабжения в одной из зон S_i . Одновременный отказ трёх ГУ маловероятен: полное нарушение электроснабжения в двух зонах, а другие потребители получают питание только от одной ГУ.

Пятая глава посвящена одному из направлений системных исследований структурных и функциональных связей, интервальных и предельных параметров возможных состояний СЭС и производственной системы (ПС). Взаимные интересы энергоснабжающей организации (ЭСО) и ПС определяют результирующую эффективность функционирования (ЭСО – прибылью от повышения эффективности оборудования $\mathcal{E}_0$ и снижения затрат на топливо $\mathcal{E}_т$; ПС – эффектом сокращения электропотребления

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{эсо}} + \mathcal{E}_{\text{п}}; \quad \mathcal{E}_{\text{эсо}} = \mathcal{E}_0 + \mathcal{E}_т; \quad \mathcal{E}_{\text{п}} = \Delta N t c - Y, \quad (21)$$

где $\mathcal{E}$ – эффективность управления нагрузкой; $\mathcal{E}_{\text{эсо}}$ – эффект ЭСО; $\mathcal{E}_{\text{п}}$ – эффект ПС; ΔN – снижение мощности ПС за счёт управления нагрузкой; c – тариф на электроэнергию; t – длительность изменения режима; Y – ущерб потребителя от изменения режима нормальной работы.

В диссертации поставлена и решена задача формализации объекта управления (автономная ЭЭС, система РГ, отдельная ГУ, ВИЭ, СНЭЭ, ПС). Состояние Y объекта зависит от среды X , определяемой связью $Y = F^0(X)$, где X – воздействие среды (ЭЭС) на вход объекта; F^0 – оператор связи входа и выхода. В про-

цесс управления входит субъект (диспетчер, оператор) – источник целей управления Z . Желаемая цель субъекта Z^* – требования к объекту. Цели субъекта определяются его интересами, взаимодействием X с внешней средой и состоянием Y объекта. Субъект принимает Z и терпит ущерб от неосуществления цели Z^* или создаёт систему, позволяющую достичь Z^* с затратой средств R . Модель расширяется введением каналов управления U , датчиков D_x и D_y состояния среды и объекта, возможностью учёта желаний субъекта. Неполнота информации I определяется ограниченными возможностями сбора и ресурсами управления. Ненаблюдаемые состояния (структура, режимы) объектов СЭС, режимы ВИЭ, климатические изменения и др. случайные факторы, влияющие на состояние Y объекта, учитываются ненаблюдаемым возмущением E , уточняющим состояние объекта.

Для выявления зависимости $Y = F(U)$ необходимо планирование эксперимента с планом $\tilde{U}$, содержащим состояния U_i входа

$$\tilde{U} = \{U_1, U_2, \dots, U_i, \dots, U_n\} \quad (22)$$

при детерминированной шкале плана эксперимента (статика) или при непрерывном изменении параметра (динамика) определить план-функцию

$$\tilde{U} = U(t), 0 \leq t \leq T. \quad (23)$$

План (22) полностью определяется матрицей планирования

$$\tilde{U} = \begin{bmatrix} U_1 \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{11} & \dots & u_{m1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ u_{1n} & \dots & u_{mn} \end{bmatrix}, \quad (24)$$

а план (23) – векторной функцией времени $\tilde{U} = U(t)$.

Результат эксперимента – реакция объекта на воздействие U , представляется рядом: $Y_1, Y_2, \dots, Y_i, \dots, Y_n$, или функцией $Y(t) = F^0\{U(t)\}$, где реакция объекта в i -м эксперименте $Y_i = F^0(U_i)$, $i = 1, 2, \dots, n$.

Тогда n пар $I_i = \{U_i, Y_i\}$, $i = 1, 2, \dots, n$ при статической модели объекта и пара $I = \{U(t), Y(t)\}$ для динамической – исходная информация для модели F : $Y = F(U)$. В процессе планирования эксперимента учитывается состояние среды X , что определяет модель F управления F^0 . Решение об управлении U для достижения цели Z^* принимается на основании модели F , учитывающей цель Z^* , информацию о состоянии X среды и ресурс R для управления. Реализация управления $U^*(t)$ возможна, если информация о среде X , объекте Y и модели F достоверна. Для реализации управления U требуется время t . Если оно велико, состояние объекта изменяется и цель Z^* не выполняется. Следовательно, в идеальном случае управление U должно быть упреждающим, требующем коррекции U .

Субъект – активная система, формулирующая $k(t)$ потребностей с актуальностью a_i (частота, напряжение, активная и реактивная мощность, электропотребление и т. п.). В каждый момент времени он определяет вектор потребностей $A = (a_1, a_2, \dots, a_i, \dots, a_k)$, $a_i \geq 0$, $i = 1, 2, \dots, k$ поведения, формулирующий цель и её достижение $Z = Z^*$ с помощью управления U . Цель – функция меры $\mu(Z^*)$ (предпочтение) – взвешенная сумма произведения a_i на «вес» b_i , на множестве $\{Z^*\}$ $\mu(Z^*) = \sum_{i=1}^k b_i a_i$; $\sum_{i=1}^k b_i = 1$, $b_i > 0$, ($i = 1, 2, \dots, k$), где веса b_i определяются на основе экспертного оценивания.

Если $\mu(Z_1^*) < \mu(Z_2^*)$, то $Z_1^* > Z_2^*$, выполнение цели Z_1^* более предпочтительно, чем Z_2^* . Если $\mu(Z_1^*) = \mu(Z_2^*)$, то цели Z_1^* и Z_2^* эквивалентны $Z_1^* \sim Z_2^*$, но различны. Доминирующая цель определяется минимумом функции $\mu(Z^*)$ $\mu(Z^*) \rightarrow \min_{Z^* \in \{Z^*\}} \Rightarrow Z^{**}$. Поэтому минимизируется $\mu(Z^*)$, изменяя Z^* в пределах множества $\{Z^*\}$ допустимых целей. Сравнение эквивалентных целей возможно при использовании метода последовательных уступок.

В зависимости от режима и структуры технологических связей ПС, выделены два класса: 1) ПС с не изменяющимся после воздействия ЭЭС состоянием режимов и связей (полный останов); 2) ПС, с возможностью изменения состояния после воздействия ЭЭС (исключение, минимизация последствий). Последствия воздействий ЭЭС на ПС 1-го класса определяются «жесткими» структурно-технологическими связями, недостатком информации, неразвитостью систем контроля и управления режимами, что делает их адаптацию к воздействиям ЭЭС невозможным. В ПС 2-го класса выделяются подклассы: а) ПС с возможностью оценки технико-экономических потерь при воздействии ЭЭС и разработки алгоритма их оценки; б) ПС, где используется адаптивный алгоритм обработки управляющего воздействия, настраиваемый на условия его применения; в) ПС, где используются разные целевые функции и адаптивные интеллектуальные алгоритмы, с вероятностью выхода их за допустимые пределы.

Тщательная и глубокая структуризация ПС 1-го и ПС 2 подкласса а) позволяет перевод ПС-1 во 2-й класс, а ПС-2 подкласса а) в подкласс б). Такая ПС полностью наблюдаема на интервале $[t_0, t_1]$, если есть алгоритм, позволяющий в момент t_1 определить действие ЭЭС в любой момент $t \in [t_0, t_1]$; и частично наблюдаемой, если возможна оценка отдельных воздействий ЭЭС на том же интервале.

Экономические потери (ущерб) от воздействия ЭЭС на ПС связан с возможностью учёта фактора внезапности отключения потребителей; срывом технологического процесса ПС; простоем персонала и оборудования; непроизводительным расходом средств при восстановлении производительности до значений момента начала регулирования; недовыпуском продукции и др. При воздействии ЭЭС на ПС происходит рост информации о реальных последствиях; увеличивается число вопросов, закладываемых в системы-советчики; устраняются противоречия в правилах возможного поведения ПС в соответствии с процессами: ввода исходных данных i в базу $F_i (0 < i < n)$ объемом n , временем их получения и ввода t_f ; обработки базы данных F_i с учётом базы знаний $B_j (0 < j < m)$ объемом m , k алгоритмов $A_k (0 < k < l)$ и временем их обработки t_a ; выдачи результатов $z - R_x (0 < x < z)$ и временем их представления t_r . Эти процессы определяются количеством и (или) мощностью «активных» (АЭ) и «защитных» (ЗЭ) элементов ПС для управления электропотреблением; связями между элементами ПС и элементами систем контроля и управления.

Интеллектуализация СЭС предусматривает необходимость выявления АЭ для решения задач оперативного управления экономически обоснованным выбором средств управления ПС в аварийных и плановых режимах работы. При прохождении максимума нагрузки и (или) дефиците мощности может быть достиг-

нут уровень работоспособности ПС, определяемый в пространстве технологических параметров, что позволяет получать максимальные значения выходных показателей. Возникает задача подбора и настройки параметров функционирования ПС с целью оценки эффективности регулировочных мероприятий. Резервы здесь – накопители сырья, полуфабрикатов и готовой продукции, наличие которых не позволяет произойти срыву процесса производства. У ряда ПС существует второй вид резерва – возможность снижения производительности, перехода на выпуск других видов продукции, перевод в режим поддержания рабочих параметров. Третий вид резервов – подбор отключаемых электроприёмников при введении ограничений заданной (расчётной) глубины и длительности. При одинаковом ущербе отключаемая мощность может увеличиться на 10–20 %, а ущерб при конкретном значении снижения мощности уменьшается от 2 до 10 раз.

На основе возможных вариантов поведения ПС и последствий взаимодействия с ним СЭС предложен подход, заключающийся в анализе пространства состояний работоспособности Z в соответствии с реальными уровнями функционирования. Безопасность потребителей связана с детализацией особенностей подмножеств пространства состояний Z ПС, где выделяются области: катастроф $Z_0 \subset Z$; аварийная $Z_1 \subset Z$; пониженной эффективности функционирования ПС $Z_2 \subset Z$. В пространстве последствий управляющих воздействий на ПС Y выделяются области: поражающих выходных последствий $Y_0 \subset Y$ и разрушающих (повреждение элементов) $Y_1 \subset Y$. Задача: минимизация вероятностей состояний $z_i \subset Z_0$, $z_i \subset Z_1$, $z_i \subset Z_2$ и выходных последствий $y_i \subset Y_0$, $y_i \subset Y_1$.

Применение системного подхода для рационального управления электропотреблением означает, что потребитель рассматривается не только во взаимосвязи с СЭС, но как самостоятельная система. Это возможно при чёткой формализации задач управления электропотреблением в нормальных и аварийных режимах с учётом АЭ к действиям которых относятся: 1) поддержка технологического процесса ПС и его СЭС $z \in Z' \subset Z$; 2) изменение состояния технологического процесса ПС и его СЭС $z' \rightarrow z''$, где $\{z', z''\} \in Z$; 3) оценка ущерба при изменении режима электроснабжения $y(t) \in Y'_{T_0}$, где $t \in T_0$; 4) оценка ущерба при изменении управляющих воздействий и переходе ПС в другое состояние $y'(t) \rightarrow y''(t)$, где $\{y'(t), y''(t)\} \in Y_{T_0}$; 5) организация управления технологическим процессом, режимом СЭС и оценка последствий $Z' \rightarrow Z''$, $Y'_{T_0} \rightarrow Y''_{T_0}$, где $\{Z', Z''\} \in Z$; $\{Y'_{T_0}, Y''_{T_0}\} \in Y_{T_0}$.

Цель исследования и оценки потенциала энергосбережения – выработка рекомендаций для рационального выбора стратегий s_i внедрения мероприятий по экономии энергоресурсов ΔW с полезным эффектом q , затратами $\mathcal{Z}$ и длительностью базового периода Δt : $\Delta W(s) = \Delta W[q(s), \mathcal{Z}(s), \Delta t(s)]$. Так как энергопотребление W_t и энергозатраты $\mathcal{Z}_t$ на производство конечной продукции с течением времени t должны снижаться, стремясь к предельному (идеальному) $W_{ид}$ и также предельным затратам $\mathcal{Z}_{ид}$, потенциал энергосбережения P_t в момент t – теоретически возможное снижение энергопотребления W_t и (или) энергозатрат $\mathcal{Z}_t$ до их идеальных аналогов $W_{ид}$, $\mathcal{Z}_{ид}$. Потенциал энергосбережения – резерв

экономии энергии на базовом t и перспективном $t + \Delta t$ уровнях, где $\Delta t = \text{const}$ и соответствует одному году

$$\Pi_t = W_t - W_{t+\Delta t} = \Delta W = \mathcal{Z}_t - \mathcal{Z}_{t+\Delta t} = \Delta \mathcal{Z} = \lim_{n\Delta t \rightarrow \infty} \Pi \rightarrow 0, \quad (25)$$

где n – количество этапов внедрения энергосберегающих мероприятий Δt .

Если в момент t_1 технология 1 заменяется более эффективной 2, расчётный потенциал энергосбережения увеличивается, так как резерв экономии на уровне $t_1 + \Delta t$ существенно возрастает

$$\Pi_{t_1} = W_{1t_1} - W_{2t_1+\Delta t} = \Delta W'_1 > \Delta W_1. \quad (26)$$

Поскольку реальные затраты $\mathcal{Z}_t$ снижаются с развитием технологии и стремятся к идеальным затратам $\mathcal{Z}_{\text{ид}}$ и $W_{\text{ид}}$, потенциал энергосбережения – предел асимптотически приближающийся к нулю. Следовательно, потенциал энергосбережения Π_t зависит от моментов t_0, t_1, t_2 , соответствующих исходному состоянию энергопотребления. Возможности снижения затрат и резервов $\Delta \mathcal{Z}_{\text{ид}}$ и $\Delta W_{\text{ид}}$, за равные интервалы Δt существенно отличаются: $\Delta W_1 > \Delta W_2 > \Delta W_3$. Резерв экономии $W_{\text{трез}}$ определяется как $W_{\text{трез}} = \Pi_t - \Pi_{t+\Delta t} = \lim_{n\Delta t \rightarrow \infty} W_{\text{трез}} = 0$.

Оценка потенциала энергосбережения определяется среднестатистической информацией о W до и после реализации мероприятия по энергосбережению на основании алгоритма, включающего: 1) разработку перечня краткосрочных (беззатратных, малозатратных) мероприятий в доступной части анализируемого объекта; 2) получение технико-экономических данных для формирования контрольной статистической выборки; 3) обработку и анализ полученных результатов; 4) оценку потенциала энергосбережения; 5) мониторинг результатов для уточнения прогноза показателей. Цель – побудить потребителя регулировать нагрузку и электропотребление не только в своих интересах, но и в интересах СЭС. Стимулирование потребителя заключается в различии тарифных ставок за электроэнергию (мощность) в зависимости от частоты ω , длительности t и глубины ограничений (отключений) ΔP нагрузки.

Предложена методика оценки взаимодействия СЭС и условного потребителя, выбирающего действие $y \geq 0$ – способ управления нагрузкой при необходимых затратах $C(y)$. При $C(y = 0) = 0$, а при $y > 0$ функция $C(y)$ зависит от объёма и сложности переналадки технологического процесса. В зависимости от результатов действия потребителя ЭЭС получает «доход» $H(y)$, определяемый возможностью работы в рациональном режиме. Если потребитель не предпринимает никаких действий, то $H(y = 0) = 0$.

ЭЭС стимулирует потребителя $\sigma(y)$ в зависимости от результатов деятельности. Зависимость $\sigma(*)$ – функция стимулирования, определяющая условия договора (контракта) между ЭЭС и ПС. Целевая функция ЭЭС – разность дохода ЭЭС и выплат потребителю (затрат из-за снижения тарифа)

$$\Phi(y) = H(y) - \sigma(y). \quad (27)$$

Целевая функция потребителя – разность выплат ЭЭС (доходов от снижения тарифа) и затрат на управление режимами электропотребления

$$f(y) = \sigma(y) - C(y). \quad (28)$$

При заданной системе стимулирования СЭС выбирает управляющее воздействие, обеспечивающее максимум (27). Так как целевая функция ЭЭС помимо $\sigma(*)$ зависит от действия потребителя, он будет выбирать действие, максимизирующее (28). При выработке договорных условий устанавливается порядок взаимодействия ЭЭС и ПС: 1) ЭЭС на множестве N допустимых в аварийных ситуациях режимов определяет функцию стимулирования и сообщает её потребителю $\sigma(*)$; 2) потребитель, зная $\sigma(*)$, выбирает действие y по изменению электропотребления на множестве T режимов с учётом особенностей технологии ПС, максимизирующее целевую функцию (28). При этом потребитель прикладывает «усилия» по выбору целевой функции $f(y)$ и состояния $\tilde{y}$, допустимого по условиям ЭЭС и режимов электроснабжения ПС; 3) определяются значения целевых функций ЭЭС $\Phi(y)$ и ПС $f(y)$ расчётом $C(y)$ и $H(y)$. 4) формулируется задача стимулирования

$$H(y^*) - \sigma(y^*) \rightarrow \max, \quad 0 \leq \sigma(y) \leq C, \quad (29)$$

$$\sigma(y^*) - C(y^*) \geq \sigma(y) - C(y), \quad \forall y \geq 0, \quad (30)$$

$$\sigma(y^*) - C(y^*) \geq U, \quad (31)$$

Если ЭЭС выберет $\sigma(y) \equiv 0$, то по (30) потребителем выберется $y = 0$ (нет действий). Максимальное действие $y_{\max}$ ЭЭС, определится как $C(y_{\max}) = C - U$. Очевидно, что ЭЭС может побудить потребителя выбрать любое $\tilde{y} < y_{\max}$, используя стимулирование

$$\sigma(y) = \begin{cases} C(\tilde{y}) + U, & y = \tilde{y} \\ 0, & y \neq \tilde{y} \end{cases}, \quad 0 \leq \tilde{y} \leq y_{\max}. \quad (32)$$

На основании (26), подставив (31) в (28), получим

$$\Phi(\tilde{y}) = H(\tilde{y}) - C(\tilde{y}) - U, \quad 0 \leq \tilde{y} \leq y_{\max}. \quad (33)$$

Если стимулирование не производится $H(0) = 0$, ЭЭС использует (32), выбирая $\tilde{y}$, максимизирующее (33).

Анализ показал, что: с ростом дохода ЭЭС растут затраты на стимулирование, и ЭЭС выгодно побуждать потребителя выбирать действия в пределах $y_{\max}$. Одна из возможностей тарифного стимулирования – введение тарифных скидок. Оно вводится при жёстком контроле, гарантиях роста объёмов производства на базе неиспользуемых технологических мощностей и активном энергосбережении. Стимулирование производится по схемам: 1) безвозвратный кредит из фонда Φ или за счёт дотаций ЭСО; 2) беспроцентный – с возвратом через определенное время; 3) возвратный процентный. Ставка кредита $T_k = T_3 - \Delta T_3$ определяется исходя из электропотребления W_3 и условия возврата средств Φ в течение желаемого срока

$$t_{\text{ж}} = \frac{\Phi}{W_3(T_3 - T_k)}; \quad T_k = T_3 \frac{\Phi}{t_{\text{ж}} W_3}, \quad (34)$$

где $W_3 = W - \Delta W_0$; ΔW_0 – ожидаемое снижение электропотребления.

Изложенная методика применяется и к решению задач обоснования и выделения на отдельные присоединения аварийной и технологической брони.

В шестой главе установлено, что опасным является не только факт внезапного (преднамеренного) отключения элементов СЭС, а его длительность. Исходя из конкретных условий работы и характера выполняемых функций каждого участка ПС определяется предельно допустимая длительность простоя $t_{\text{пр}}$, не влияющая на работу других, связанных с отключённым, участков ПС τ_d . При $t_{\text{пр}} < \tau_d$, последствия нарушения электроснабжения не распространяется. Реальные отказы ПС будут только при $t_{\text{пр}} > \tau_d$. Число их $n(v)$ определится как

$$n(v) = n[1 - V(\tau_d)], \quad (35)$$

где n – количество нарушений электроснабжения ПС без учёта их продолжительности; $V(\tau_d)$ – вероятность восстановления режима ПС после нарушения электроснабжения на время $t_{\text{пр}} < \tau_d$.

При распределении вероятного числа нарушений электроснабжения по закону Пуассона и длительности среднего времени восстановления T_v , $V(\tau_d)$ вычисляется по экспоненциальному распределению

$$V(\tau_d) = 1 - e^{-\tau_d/T_v}. \quad (36)$$

Среднее время нормального функционирования ПС с учётом только реальных отказов, связанных со срывом выпуска продукции, определяется с учётом (36) как наработка на отказ

$$T_m(v) = T_p/n(v) = T_m e^{-\tau_d/T_v}, \quad (37)$$

где $T_p = nT_m$ – суммарное время работы ПС за время, в течение которого произошло n отказов; T_m – среднее время нормального функционирования ПС при n нарушениях электроснабжения на m участках.

Вероятность обеспечения планового (договорного) объёма продукции за время t , соответствующее договору с ЭСО и учётом, что не все нарушения электроснабжения приводят к недовыпуску продукции, определяется как

$$P(t_v) = e^{-[1-V(\tau_d)]/T_m}. \quad (38)$$

Если ЭСО предлагает потребителю тарифное меню, учитывающее надёжность, то для принятия решений по выбору тарифа ему требуется информация о частоте ω , длительности τ отключений объектов ПС, отключаемой мощности $N_{\text{откл.}}$, вероятности срыва плановых (договорных) обязательств. Учёт экономических требований к надёжности СЭС – одна из важнейших проблем электротехнических комплексов, важный этап её решения – описание связей элементов ПС. Каждый элемент обеспечивается информацией, позволяющей оценить ущерб при любом составе прекращающих работу производственных механизмов. Для выделенного их подмножества выбирается совокупность расчётных выражений оценки составляющих ущерба, возникающего при единичных нарушениях электроснабжения $Y_{\text{э}i} = f(t_{\text{э}i})$ и нарушениях функциональных связей $Y_{\text{св}i} = f(t_{\text{св}i})$

$$Y_{\text{э}i} = (a_i + b_i t_i) \alpha_i, \quad Y_{\text{св}i} = c_i + d_{\text{св}i} t_{\text{св}i}, \quad (39)$$

где a, b, c, d – постоянные коэффициенты; α – коэффициент, зависящий от вида связи производственных механизмов и отключаемых электроприёмников.

Взаимодействие между последовательно соединёнными элементами ПС, на одном из которых нарушено электроснабжение показано на рисунке 8.

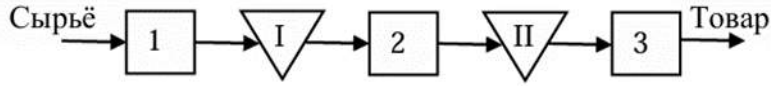


Рисунок 8 – Последовательная технологическая схема производства

Если элемент (1) отключен на $t_{э1}$, по зависимости $t_{пр1} = f(t_{э1})$ определяется простой $t_{пр}$. Его продукция на связь между элементами (1) и (2) не поступает. Если время работы элемента (2) от накопителя (I) в момент прекращения подачи в него продукции от элемента (1) $t_{н1,2} \geq t_{пр1}$, то элемент (2) «не почувствует» срыва работы (1): $t_{св} = 0$. Если время использования накопителя (I) $t_{н1,2} < t_{пр1}$, то нарушится работа элемента (2) на $t_{св2} = t_{пр1} - t_{н1,2}$. Следовательно, длительность разрыва связи между объектами ПС (1) и (2) лежит в пределах $0 \leq t_{св2} \leq t_{пр1}$. Время использования накопителей – случайная величина с плотностью $f(t_n)$, соответствующей логарифмически нормальному, равномерному или β -распределению в зависимости от ПС. Вероятность ущерба на участке (2) от разрыва связей подсчитывается при условии, что длительность нарушения электроснабжения участка (1) равна $t_{э1}$: $P(t_{св2} > 0 | t_{э1}) = F(t_n = t_{пр1})$.

Средняя длительность разрыва связей $\overline{t_{св}}$ оценивается по правилу среднего на участке $(0 \div t_{пр1})$

$$\overline{t_{св}} = \frac{\int_0^{t_{пр}} t_n f(t_n) dt}{\int_0^{t_{пр}} f(t_n) dt}. \quad (40)$$

Влияние простоя элемента (2) на нарушение работы (3) определяется аналогично. Но простой элемента (3) при нарушениях электроснабжения (1) возможен только при условии нехватки полуфабриката как в накопителе (I), так и в (II). Если их заполнение взаимно независимо, то вероятность простоя (3)

$$P\{t_{св} > 0 | t_{э1}\} = F(t_{н1,2} = \overline{t_{пр1}}) F(t_{н2,3} = \overline{t_{пр2}}). \quad (41)$$

Таким образом, исходная информация должна содержать закон распределения $f(t_n)$ и его параметры. При её совместном использовании с информацией об $Y_i = \varphi(t_{сви})$ возможны оценки любых частных значений ущерба по связанным элементам и вероятностям среднего ущерба от нарушения связей. Вычисление ущерба по элементу (2) при нарушении электроснабжения (1) длительностью $t_{э1}$ производится по заданной для элемента (1) функции $t_{пр} = f(t_{э})$ и значению $t_{пр1}$. По распределению $f(t_{н1,2})$ определяется $P\{t_{св2} > 0 | t_{э1}\}$, $P\{t_{св2} > 0 | t_{э1}\}$ и $\overline{t_{св2}}$, а по заданной для (2) зависимости $Y_2 = \varphi(t_{св2})$ при уже известном $\overline{t_{св2}}$ определяется $Y_2(t_{св2} | t_{э1})$. Средний ущерб по (2) с учётом вероятности его возникновения составит $\overline{Y_2}(t_{э1}) = Y_2(\overline{t_{св2}} | t_{э1}) P(t_{св2} > 0 | t_{э1})$.

Нарушение электроснабжения может вызвать срыв работы не только последующих, но и предыдущих по ходу технологического процесса элементов. Способы вычисления вероятности разрыва связи и ущерба здесь аналогичны, но t_n здесь – время использования свободной ёмкости накопителя.

Существенной особенностью вычисления среднего ущерба является учёт

составляющей от внезапности нарушения электроснабжения, оцениваемой вероятностью повреждения оборудования, продолжительностью и стоимостью аварийного ремонта

$$Y_{\text{откл}} = p(Y_1 + Y_{\text{рем}}) + qY_2, \quad (42)$$

где $p + q = 1$ – вероятности повреждения p и неповреждения q технологического оборудования; $Y_{\text{рем}}$ – ущерб, связанный с ремонтом; Y_1 – ущерб при $t_{\text{рем}} > 0$; Y_2 – ущерб при $t_{\text{рем}} = 0$.

Более глубокий анализ поведения ПС с учётом разных связей и объёмов накопителей представляет объекты ПС в виде четырех схем: а) последовательной (многофазной); б) параллельной (многоканальной); в) последовательно-параллельной; г) последовательно-параллельной с изменяющимся числом механизмов в параллельных звеньях. В диссертации приведена методика оценки ущерба по рассмотренному принципу выделения схем ПС.

Решение задач оценки ПН СЭС требует информации о вероятностях катастрофических последствий, повреждений оборудования, брака продукции; длительностях нарушений электроснабжения, не приводящих к срыву технологического процесса, наладки после восстановления нормального режима электроснабжения, выхода на номинальную производительность и др. Один из путей решения подобных задач – модифицированный метод экспертных оценок, учитывающий возможность их существенного смещения. Как правило, выбираются β -распределение, логарифмически нормальное или равномерное с соответствующими числовыми характеристиками. Отметим, что оценки ПН уточняются с помощью теоремы гипотез (формулы Байеса), что минимизирует средний риск.

Одна из проблем рынка – несовершенство тарифной системы. Расчёт экономической эффективности по тарифам, дифференцированным по времени суток в различных зонах суточного графика показал, что ставки пиковой $T_{\text{п}}$, и полупиковой зон $T_{\text{пп}}$ могут находиться в соотношении 1:0,25; пиковой $T_{\text{п}}$ и базовой (ночной) $T_{\text{н}}$ – 1:0,2; полупиковой $T_{\text{пп}}$ и ночной $T_{\text{н}}$ – 1:0,8. Это свидетельствует о большом потенциале регулирования. При введении дифференцированных по зонам суток тарифов электропотребление предприятий АПК снижается примерно на 9% в пиковой зоне и 5% в полупиковой, увеличиваясь на 14% в базовой. Но переход из дневной в ночную зону не только увеличивает на 3–5% удельное электропотребление, но и создает условия экономии до 30% топлива. Затраты потребителя от переноса нагрузки из пиковой в полупиковую и ночную и (или) из полупиковой в ночную зоны суточного графика, определяются как

$$З = (T_{\text{п}} - T_{\text{пп}})t_{\text{пп}}P_{\text{п}} + (T_{\text{п}} - T_{\text{н}})t_{\text{н}}P_{\text{п}} + (T_{\text{пп}} - T_{\text{н}})t_{\text{н}}P_{\text{пп}}, \quad (43)$$

где $T_{\text{п}}, T_{\text{пп}}, T_{\text{н}}$ – тарифы в пиковой, полупиковой и ночной зонах суточного графика СЭС; $t_{\text{пп}}, t_{\text{н}}$ – длительность использования перенесённой пиковой нагрузки; $P_{\text{п}}, P_{\text{пп}}$ – мощность, перенесённая в смежную зону, МВт.

В зависимости от принятого в ЭЭС соотношения тарифных ставок $T_{\text{п}}:T_{\text{пп}}:T_{\text{н}}$ оцениваются допустимые для ПС затраты при требуемом ЭСО или желаемом для потребителя снижении нагрузки. Предположим, что мощность потребителя P кВт, годовое электропотребление W кВт·ч, среднее число нарушений электроснабжения – n год⁻¹ при средней длительности t_3 , тариф T руб/кВт·ч,

ущерб – Y руб/кВт·ч. Потребитель принимает решение о повышении надёжности R внешнего электроснабжения с R_1 до R_2 ($R_2 > R_1$). При этом тариф возрастает $T_2 > T_1$, но может быть снижена отключаемая при авариях мощность $\Delta P_{откл2} < \Delta P_{откл1}$ и количество нарушений электроснабжения $n_2 < n_1$; сократится длительность вынужденного режима электроснабжения $t_{э вын2} < t_{э вын1}$, и уменьшится ущерб $Y_2 < Y_1$. Но увеличиваются дополнительные годовые затраты

$$\Delta \mathcal{E}_W = (T_2 - T_1)W. \quad (44)$$

Прибыль образуется за счёт уменьшения среднегодового ущерба

$$\Delta \Pi_Y = (Y_1 - Y_2)t_2 n_2 W. \quad (45)$$

Сравнение выражений (40) и (41) позволяет потребителю принять рациональное решение по требуемому уровню надёжности внешнего электроснабжения.

Разработка базы исходной информации на основе изложенных принципов создаёт «ядро», с течением времени формирующего достаточно полное и достоверное прикладное программное обеспечение, позволяющее перейти к созданию «эквивалента» конечного потребителя – зависимости некоторой величины X от параметров отказа $\Pi_{отказ}$ (длительности, заблаговременности предупреждения): $X = F_x(\Pi_{отказ})$. В зависимости от постановки задачи, определяются технические X_T и экономические $X_э$ значения. Полный набор эквивалентов содержит исчерпывающую информацию о последствиях отказа ПС, что позволяет решить практически любую текущую (перспективную) задачу оценки существующего и (или) необходимого ПС уровня надёжности.

В седьмой главе дан анализ особенностей и подход к решению задачи оценки и учёта рисков в электротехнических комплексах. В настоящее время на первый план выходят вопросы устойчивости, адаптации к новым условиям, обеспечения перспективной надёжности и безопасности СЭС. В область интересов менеджмента электроэнергетических компаний входят составляющие рискового профиля: реорганизации; неопределённость условий деятельности; нестабильность технологических параметров; частые и существенные изменения «правил игры» на рынках; увеличение рисков при рыночном ценообразовании; снижение качества ремонтов. Интеллектуализация привела к появлению рисков кибератак на системы управления и контроля.

В силу сложности современных ЭЭС (СЭС) и происходящих в них процессов возникают риски развития каскадных аварий. Здесь необходим учёт аксиомы неповторяемости: любой риск изменяется во времени, не повторяясь даже для близких ситуаций и аналогичных структурах СЭС. С постоянным увеличением сложности систем производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электроэнергии, а также в связи с появлением РГ, ВИЭ и СНЭЭ, множества разнотипных альтернативных источников, усложнением систем РЗА, контроля и управления режимами возрастает угроза кибератак и, соответственно, киберрисков.

Модель принятия решений в условиях неопределённости и однокритериальной задачи, формализующей понятие гарантированного по риску решения представляется как $X, Y, f(x, y)$, где выбор решения $x \in X$ из множества $x \subset \Omega$,

находится в распоряжении лица, принимающего решение (ЛПР). Цель – обеспечить максимум критерия $f(x, y)$. При этом ЛПР должен учитывать помехи, ошибки и другие виды неопределённостей $y \in Y$, из $x \in \Omega$. Принятие решения происходит на принципе максимина Вальда. ЛПР выбирает решение $x \in X$. Одновременно и независимо реализуется некоторая конкретная неопределённость $y \in Y$. Решения x и неопределённости y образуют декартово произведение $X \times Y$. На полученной паре $(x, y) \in X \times Y$ критерий $f(x, y)$ принимает конкретное значение – «исход». Считается, что ЛПР стремится к возможно большему исходу. Но, если $f_1(x, y)$ – ущерб, то $f(x, y) = -f_1(x, y)$, так как $\max_{x \in X} f(x, y) = \max_{x \in X} [-f_1(x, y)] = -\min_{x \in X} f_1(x, y)$.

Смысл принципа максимина в том, что если ЛПР выбрал и использовал решение $x \in X$, то он гарантирует значение критерия $\min_{y \in Y} f(x, y) = f[x]$ при любой неопределённости $y \in Y$, так как $f[x] = \min_{y \in Y} f(x, y) \leq f(x, y)$, $\forall y \in Y$.

Естественно стремление ЛПР к наибольшей гарантии такого результата. Он реализуется на решении $x^* \in X$, так как $f(x^*, y) \geq f^*$, $\forall y \in Y$ и

$$f[x] = \min_{y \in Y} f(x, y) \leq f^* = \min_{y \in Y} f_1(x^*, y), \quad \forall x \in X. \quad (46)$$

В качестве усовершенствования максиминного критерия предложен принцип минимаксного риска (сожаления) Сэвиджа. Каждой неопределённости ставится в соответствие число $\max_{x \in X} f(x, y^*)$, где y^* – фиксированная неопределённость. ЛПР определяет для себя наибольшее значение критерия при возможной неопределённости $y^* \in Y$. Далее строится разность между наибольшим значением критерия $f(x, y^*)$ и значением его же при любом $x \in X$, т. е., $\max_{x^* \in X} f(x^*, y^*) - f(x, y^*)$, которая составляет риск ЛПР. Так численно оценивается сожаление о том, что используется значение x .

ЛПР выбирает решения с возможно меньшим, гарантированным Φ^* . Тогда $\Phi^* = \min_{x \in X} \max_{y \in Y} \Phi(x, y) = \max_{y \in Y} \Phi(x^*, y)$, где $\Phi(x, y) = \max_{x^* \in X} f(x^*, y) - f(x, y)$ – функция риска ЛПР на паре $(x, y) \in (X \times Y)$ при использовании им альтернативы $x \in X$ и реализации неопределённости $y \in Y$. С помощью функции $\Phi(x, y)$ ЛПР оценивает риск как разность между «самым хорошим» (максимальным) значением критерия $f(x, y)$ и значением, реализованным в действительности, который при реализации неопределённости $y \in Y$ не может стать больше гарантированного Φ^* .

Обоснованный риск повышает эффективность конечного результата, а его оптимальная величина C_{opt} лежит внутри диапазона предельных изменений, в котором СЭС устойчиво и надёжно функционирует в режимах $C_{min} < C_{opt} < C_{max}$. Риск $C = C(s, y)$ некоторого действия субъекта рынка – функция состояния среды s , представленного m -мерной случайной величиной $s \equiv (s_1, s_2, \dots, s_m)$ и решения y – r -мерной случайной величиной $y \equiv (y_1, y_2, \dots, y_r)$. Решение y принимается на основе информации x – n -мерной случайной величиной $x \equiv (x_1, x_2, \dots, x_n)$, связанной с состоянием среды s через совместное распределение $f(s, x)$. Функция риска C совместно с $f(s, x)$ представляет действие каждого

субъекта рынка для любой комбинации среды s и решения y . Так задача сводится к минимизации ожидаемого риска $C = C(s, y) \rightarrow \min$ путём оптимального выбора решающей функции $y(x)$.

Сложность как внешних связей энергетики с другими отраслями, так и внутренних (между субъектами рынка) вряд ли позволит корректно и быстро оценить, какая из конкретных причин привела к росту риска. Конкретизация начинается с матрицы $\|C_{it} = \varphi(P_i)\|$ – поля рисков системно организованной информации, где C_{it} – риск, зависящий от показателя фактора риска P_i , на основании данных x в момент t . В условиях поставленных задач необходим учёт аксиомы неповторимости, в соответствии с которой поле рисков изменяется во времени, не повторяясь даже в близких ситуациях и аналогичных структурах анализируемых СЭС. При анализе риска оцениваются числовые значения зон рискованных ситуаций путём выделения основных зон в зависимости от ожидаемых потерь (рисунок 9).

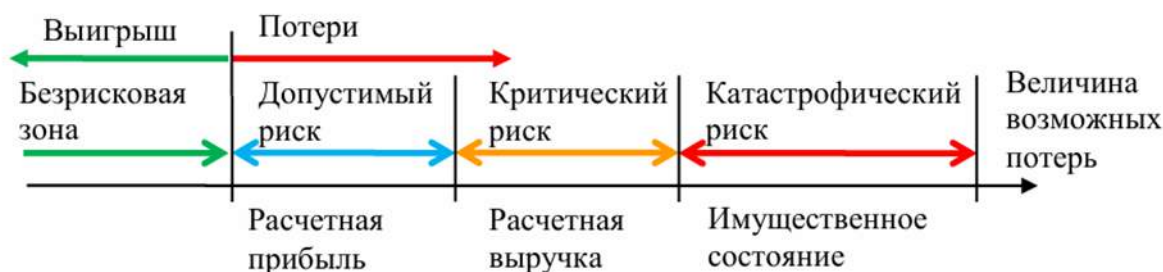


Рисунок 9 – Зоны риска

Страхование рисков перерыва в производстве – важное звено общей системы управления рисками. Максимальный период возмещения ущерба лимитируется предельно возможным сроком восстановления наиболее важного для деятельности оборудования или всей системы в целом, рисунок 10.

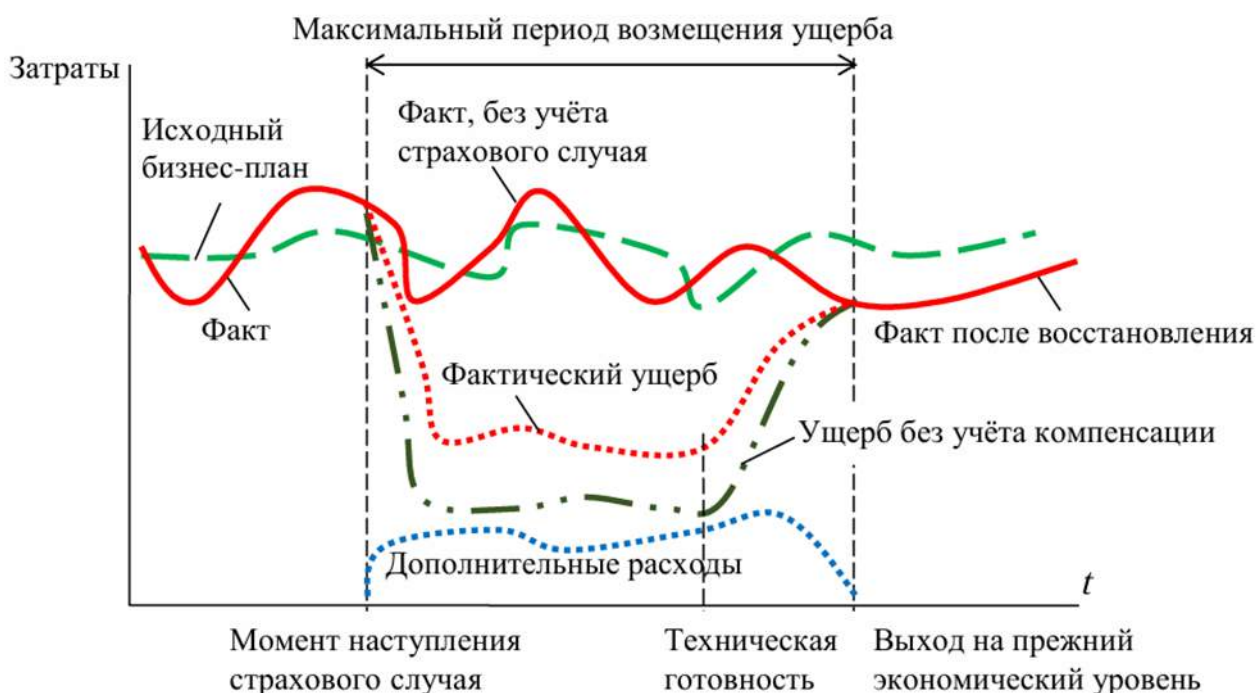


Рисунок 10 – Иллюстрация системы страхования рисков

Предлагаемая методика элементарной оценки технологического риска, учитывает, что риск – многомерный вектор с количественными и качественными компонентами, доминирующие показатели которого – вероятность события и его последствия. Работоспособность СЭС обеспечивается, если расчетный параметр X не превышает предельного значения X^* : $X \leq X^*/n$, где n – коэффициент безопасности, задаваемый из условий работоспособности.

Величины X и X^* рассматриваются как детерминированные, хотя они случайные. Меры работоспособности P и неработоспособности $Q = 1 - P$ – вероятности выполнения условий

$$P = p\left(X \leq \frac{X^*}{n}\right); \quad Q = 1 - P = p\left(X > \frac{X^*}{n}\right). \quad (47)$$

Если c – максимальный ущерб при превышении расчётным показателем X величины X^*/n , риск СЭС: $R = cQ$. При нормальном законе распределения X и X^* с математическими ожиданиями и среднеквадратическими отклонениями m , σ и m^* , σ^* величина Q определяется как

$$Q = 0,5 + \Phi_0\left(\frac{m - \frac{m^*}{n}}{\sqrt{\sigma^2 + \frac{\sigma^{*2}}{n^2}}}\right), \quad (48)$$

где Φ_0 – табулированная функция Лапласа.

Если X и предельное значение X^* зависят от времени t , то вероятность неблагоприятного события (риск) также являются функциями времени

$$Q(t) = p\left(X(t) > \frac{X^*(t)}{n}\right); \quad R(t) = cQ(t). \quad (49)$$

Реальное множество состояний СЭС – $E = \{S_j\}$, $j = 1, 2, \dots, m$ разбивается на два непересекающихся подмножества $E = E_+ \cup E_-$, где E_+ – множество благоприятных и E_- – неблагоприятных состояний. Обозначим: $p_j(t)$ – вероятность пребывания в состоянии S_j . Допустим возможность переходов только из E_+ в E_- . Переход из E_+ в $S_j \in E_-$ сопровождается ущербом c_j . Время пребывания в состоянии i характеризуется вероятностью $p_i(t)$, а переход из i в j – параметром перехода $\omega_{i,j}(t)$.

Если СЭС работает до первого попадания в любое неблагоприятное состояние S_j , то она навсегда в нём остается (поглощение) с вероятностью

$$p_j(t) = \sum_{S_i \rightarrow S_j} M_{i,j}(t) = \sum_{S_i \in E_+} M_{i,j}(t). \quad (50)$$

Тогда технологический риск $R(t) = \sum_{S_j \in E_-} c_j \sum_{S_i \in E_+} M_{i,j}(t)$.

В ряде случаев, попав в какое-либо из неблагоприятных состояний S_j , СЭС может перейти в другие, более тяжёлые состояния. Такая ситуация характерна для каскадного развития аварий

$$R(t) = \sum_{S_j \in E_-} c_j \sum_{S_i \in E_+} M_{i,j}(t) + \sum_{S_k \in E_-} \sum_{S_j \in E_-} (c_j - c_k) M_{k,j}(t). \quad (51)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Методика представления современных СЭС, разработанная на основе теоретико-множественного представления сложности БТС позволила достоверно описывать СЭС как сложные динамические системы, развивающиеся во времени и пространстве, обладающие свойствами, отсутствующими у элементов и связей, их образующих. Данный подход позволил повысить точность описания СЭС за счет учета множества самых нежелательных исходов внезапного, планового, полного, частичного нарушения электроснабжения исследуемого объекта, стоимостных (ущерб) и временных t ограничений, а также обобщённых представлений о сложности СЭС и её основных характеристиках.

2. Общие принципы построения разработанной системы обеспечения надёжности могут быть положены в основу стандарта по обеспечению как требуемых, так и нормативных ПН СЭС потребителей с возможностью организации, координации действий и мероприятий по анализу и контролю ПН электроснабжения ПС, что позволит обеспечить эффективное вложение средств в электрохозяйство АПК, организаций и фирм, снизив средний ущерб от недополученной электроэнергии, достигающий 400 руб/кВт·ч. Применение введенных ПН гибкость, безопасность, живучесть, управляемость, устойчивоспособность, экономичность и др. позволят повысить эффективность производства продукции АПК, что приведёт к снижению суммарных затрат.

3. Оценка надёжности в экстремальных ситуациях, возникающих в СЭС, производимая с помощью предлагаемой методики, позволяет учитывать факторы, обусловленные развитием и эксплуатацией систем РГ и свидетельствует об усложнении всех операций управления, что приводит к учету требований потребителей, под которыми понимаются комплекс средств, направленных на оценку и обеспечение её необходимого уровня, рационально используемых ресурсов всех видов и повышению надёжности электроснабжения. Так, удельный расход электроэнергии, при производстве мясокостной муки, снижается с 0,4 до 0,38 кВт·ч/кг, а затраты на электроэнергию на 6,6 %.

4. Предложенная методика оценки надёжности и эффективности структурных схем систем РГ учитывает обоснование их режимов работы с учётом технологических особенностей и требований по надёжности электроснабжения как в изолированном режиме, так и параллельно с ЭЭС. Результаты расчетов позволяют определить рациональный состав оборудования РГ, что приводит к снижению потерь АПК и ведет к обеспечению требуемых ПН СЭС за счет координации оперативно-диспетчерского управления и учета интересов всех владельцев ГУ, входящих в состав систем РГ и ЭЭС.

5. Проведённый анализ возможностей ПС при решении задач управления электропотреблением показал, что при внезапных и преднамеренных воздействиях ЭЭС на режим электроснабжения наименьшие потери несёт тот, у кого есть возможности использования ситуационного моделирования технологического процесса в режиме реального времени, применения и реализации алгоритмов оптимального поведения в соответствующей ситуации. Предложенная мето-

дика прогнозирования технического состояния ПС позволяет обеспечить гарантированную надежность выполнения плановых и договорных показателей их функционирования, а рациональный выбор режима работы технологических установок дает рациональное решение задач управления электропотреблением и энергосбережения. Так, электропотребление образовательными учреждениями Нижегородской области сократилось на 25 % (7 050 тыс.кВт·ч/год).

6. Разработанные и обоснованные методы формализованного представления комплексов ПС, экономико-математических моделей анализа последствий нарушений функционирования потребителей при отказах в СЭС и при управлении электропотреблением показали, что возможности эффективного управления определяются: соотношением количества и (или) мощности АЭ и ЗЭ потребителей, используемых для управления электропотреблением; количеством элементов, ответственных за сбор и обработку исходной информации; связями элементов ПС и систем контроля и управления. Реальные возможности снижения нагрузки ПС, при условии сохранения выпуска продукции на запланированном (договорном) уровне, часто перекрывают потребности ЭЭС в снижении мощности при отказах основного оборудования, а также сохранить удельный расход электроэнергии в интервале от 0,1 до 1,1 кВт·ч/кг выпускаемой продукции.

7. Выявленные зоны и режимы электропотребления обобщённого потребителя в условиях внезапных и преднамеренных нарушений электроснабжения определили последствия, выходящие за рамки договорных условий, что может привести к ущербам и порче продукции АПК. При отсутствии (малом объёме) статистической информации о последствиях нарушений нормального режима электроснабжения необходимо наряду с экспертными методами использовать уточняющие процедуры, основанные на информации ЛПР и байесовского подхода. Кроме того, обстоятельства могут оказаться чрезвычайно неблагоприятными, а защитой могут быть только механизмы страхования.

Рекомендации

Для производителей АПК продукции. Учитывать, что системы активного электропотребления обладают структурной, нагрузочной, временной, информационной избыточностью, за счёт чего уменьшается (ликвидируется) недовыпуск продукции из-за нарушения режима их работы и не допускается разрыв внешних связей с поставщиками и потребителями продукции предприятий, участвующих в управлении нагрузкой. Учитывать возможности потребителя при решении задач управления электропотреблением при внезапных и преднамеренных воздействиях ЭЭС на режим электроснабжения. При этом наименьшие потери несёт тот, у кого есть возможности использования ситуационного моделирования технологического процесса в режиме реального времени, применения и реализации алгоритмов оптимального поведения в соответствующей ситуации.

Для электроснабжающих организаций. Использовать разработанные методические рекомендации по применению эвристических методов получения информации решения задач оценки последствий нарушений электроснабжения и управления электропотреблением в условиях недостатка и неопределённости первичной информации. Применять предложенную методику прогнозирования

технического состояния ПС, что позволит обеспечить гарантированную надежность выполнения плановых и договорных показателей их функционирования, а рациональный выбор режима работы технологических установок дает рациональное решение задач управления электропотреблением и энергосбережением.

При отсутствии или малом объеме статистической информации о последствиях нарушений нормального режима электроснабжения наряду с экспертными методами использовать уточняющие процедуры, основанные на использовании байесовского подхода, что позволяет формально описать процесс учёта новой информации при уточнении вероятностных оценок надёжности электроснабжения потребителей, а наличие даже небольшого количества дополнительной информации о поведении исследуемой системы может существенно повлиять на уточнение прогнозных показателей, необходимых для оценки последствий возмущений как со стороны ЭЭС, так и при отказах внутри СЭС потребителя.

Перспективы дальнейших исследований. Разработка и формирование нормативно-правовой базы для разработки стандарта по обеспечению как требуемых, так и нормативных показателей надёжности СЭС потребителей с возможностью организации, координации действий и мероприятий по анализу и контролю показателей надёжности электроснабжения, что уже сегодня позволит обеспечить эффективное вложение средств в электрохозяйство предприятий, организаций и фирм, что в перспективе приведёт к снижению суммарных затрат.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Монографии

1. Осокин, В. Л. Управление электропотреблением в условиях рынка и интеллектуализации систем электроснабжения / В. Л. Осокин, Б. В. Папков. – Княгинино: НГИЭУ, 2016. – 218 с. – ISBN 978-5-91592-076-6.

2. Осокин, В. Л. Проблемы кибербезопасности электроэнергетики. Серия: Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик» / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, А. Л. Куликов. – Энергопрогресс, 2017. – 96 с.

3. Осокин, В. Л. Управление электропотреблением в интеллектуальных системах электроснабжения / В. Л. Осокин, Б. В. Папков. – Старый Оскол: ООО «ТНТ», 2023. – 440 с. – ISBN 978-5-94178-808-8.

Основные статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах

4. Осокин, В. Л. Повышение надежности и эффективности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей / В. Л. Осокин, В. Ю. Вуколов, Б. В. Папков // Техника в сельском хозяйстве. – 2014. – № 3. – С. 26-29.

5. Осокин, В. Л. Разработка конструкции защитного устройства для систем электроснабжения / В. Л. Осокин, Е. А. Сбитнев // Аграрная Россия. – 2014. – № 3. – С. 26-28.

6. Осокин, В. Л. Оценка расходов потребителей агропромышленного комплекса на оплату электрической энергии / В. Л. Осокин, В. Ю. Вуколов, Б. В. Папков // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2014. – № 6. – С. 20-23.

7. Осокин, В. Л. Повышение эффективности электрических сетей 6–35 кВ / В. Л. Осокин, В. Ю. Вуколов, Б. В. Папков // Вестник НГИЭИ. № 12(55). – 2015. – С. 28-36.
8. Осокин, В. Л. Методические вопросы объективной оценки потенциала энергосбережения / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, В. А. Горохов // Вестник НГИЭИ. – 2016. – № 4(59) – С. 98-105.
9. Осокин, В. Л. Тарифное стимулирование энергосбережения в сельскохозяйственном производстве / В. Л. Осокин // Вестник ВИЭСХ. – 2016. – № 4(25). – С. 3-8.
10. Осокин, В. Л. Экспертное оценивание показателей последствий управления нагрузкой в сельскохозяйственном производстве / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Вестник Алтайского государственного аграрного университета № 5(151). – 2017. – С. 175-181.
11. Осокин, В. Л. Моделирование параметров электрической сети сельскохозяйственного предприятия в среде MATLAB / В. Л. Осокин, Е. А. Сбитнев // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – 2017. – № 8(154). – С. 171-177.
12. Осокин, В. Л. Проблемы и особенности распределённой электроэнергетики / В. Л. Осокин, А. Л. Куликов, Б. В. Папков // Вестник НГИЭИ. – 2018. – № 11(90). – С. 123-136.
13. Осокин, В. Л. Расширение понятия «надёжность» в современной электроэнергетике / В. Л. Осокин, А. Л. Куликов, Б. В. Папков, Т. В. Шилова // Вестник НГИЭИ. – 2018. – № 3(82). – С. 88-98.
14. Осокин, В. Л. Повышение качества учета электрической энергии сельскохозяйственными предприятиями / В. Л. Осокин, Е. А. Сбитнев, М. С. Жужин // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. – 2019. – № 3(36). – С. 11-16.
15. Осокин, В. Л. Энергосбережение на разных ступенях напряжения при компенсации реактивной мощности в распределительных сетях / В. Л. Осокин, А. С. Серебряков, С. А. Капусткин // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – 2020. – № 2(184). – С. 148-157.
16. Осокин, В. Л. Оценка вероятностей несимметричных режимов систем электроснабжения / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, Д. Е. Дулепов // Вестник НГИЭИ. – 2021. – № 4(119). – С. 31-41.
17. Осокин, В. Л. Особенности управления объектами современной электроэнергетической системы / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, Д. Е. Дулепов, С. В. Осокин // Вестник НГИЭИ. – 2021. – № 7(122). – С. 26-37.
18. Осокин, В. Л. Упрощенная методика обнаружения неисправного элемента в системах сельскохозяйственного электроснабжения / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – 2024. – № 3(233). – С. 104-110.
19. Осокин, В. Л. Кибербезопасность объектов распределительных электрических сетей / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, Н. Н. Кучин // Сельский механизатор. – 2024. – № 5. – С. 3-7.
20. Осокин, В. Л. Логико-аналитическое прогнозирование функционирования автономной электрической системы с возобновляемыми источниками

энергии / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, Д. Е. Дулепов // Сельский механизатор. – 2024. – № 7. – С. 20-23.

21. Осокин, В. Л. Риск в задачах оценки надежности систем электроснабжения / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. – 2024. – Т. 71, № 3(56). – С. 12-20.

22. Осокин, В. Л. Оценка ущерба от нарушений электроснабжения потребителей агропромышленного комплекса / В. Л. Осокин // Вестник НГИЭИ. – 2025. – № 5(168). – С. 42-52

Основные статьи, опубликованные в рецензируемых научных изданиях, входящих в базы научного цитирования Web of Science и Scopus

23. Osokin, V. The assessment of probabilities and risk of rare events in electric power industry / В. Papkov, V. Osokin, A. Kulikov // E3S Web of Conferences : electronic edition, Irkutsk, 02–07 июля 2018 года. Vol. 58. – Irkutsk: EDP Sciences, 2018. – P. 02003.

24. Osokin, V. Features of Estimation of Structural Reliability of Power Supply Systems / V. Osokin, B. Papkov // E3S Web of Conferences : Rudenko International Conference «Methodological problems in reliability study of large energy systems» (RSES 2019), Tashkent, 23–27 сентября 2019 года. Vol. 139. – Tashkent: EDP Sciences, 2019. – P. 01032.

Основные патенты

25. Патент № 2658496 С1 Российская Федерация, МПК G01R 21/06. Устройство для измерения мощностей в электрических цепях синусоидального тока: № 2017109366: заявл. 20.03.2017: опубл. 21.06.2018 / А. С. Серебряков, В. Л. Осокин; заявитель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет».

26. Патент № 2672656 С1 Российская Федерация, МПК F24S 10/55, F24S 10/70. Устройство для нагрева воды за счет солнечной энергии : № 2016126648 : заявл. 01.07.2016 : опубл. 16.11.2018 / А. А. Маслова, В. Л. Осокин ; заявитель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет».

27. Патент № 2705789 С1 Российская Федерация, МПК H02J 13/00, F04D 15/00, H02P 1/04. Устройство для дистанционного управления насосной установкой: № 2019111560: заявл. 16.04.2019: опубл. 12.11.2019 / Н. М. Попов, В. Л. Осокин, В. Н. Петраков; заявитель ФГБОУ ВО «Костромская государственная сельскохозяйственная академия».

28. Патент № 2733202 С1 Российская Федерация, МПК H02H 3/16. Устройство для отключения линии с замыканием на землю в сети с изолированной нейтралью: № 2020107399: заявл. 18.02.2020: опубл. 30.09.2020 / Н. М. Попов, В. Л. Осокин, Е. А. Сбитнев; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Костромская государственная сельскохозяйственная академия».

29. Патент № 2733113 С1 Российская Федерация, МПК H02J 3/24. Устройство для управления трехфазной и однофазной нагрузками по силовой четырехпроводной сети: № 2020104999: заявл. 03.02.2020: опубл. 30.09.2020 /

Н. М. Попов, В. Л. Осокин; заявитель ФГБОУ ВО «Костромская государственная сельскохозяйственная академия».

30. Патент № 2732796 С1 Российская Федерация, МПК G01R 31/08. Способ определения места повреждения разветвленной линии электропередачи с несколькими источниками питания: № 2020110773: заявл. 13.03.2020: опубл. 22.09.2020 / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, А. Л. Куликов [и др.]; заявитель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет».

31. Патент № 2741261 С1 Российская Федерация, МПК G01R 31/08. Способ адаптации дистанционной защиты и определителя места повреждения линии электропередачи с использованием ее модели: № 2020110772: заявл. 13.03.2020: опубл. 22.01.2021 / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, А. Л. Куликов [и др.]; заявитель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет».

32. Патент № 2747531 С1 Российская Федерация, МПК H05B 39/04, H02J 4/00. Устройство для управления двумя нагрузками в сети 380/220 В: № 2020130470: заявл. 15.09.2020: опубл. 06.05.2021 / Н. М. Попов, В. Л. Осокин; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Костромская государственная сельскохозяйственная академия».

Прочие статьи по теме диссертации

33. Осокин, В. Л. Возможности активных потребителей в интеллектуальных электрических сетях / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // *Energetikanın Müasir Elmitexniki və Tətbiqi Problemləri. Beynəlxalq Elmi Konfransın. Materialları – Sumgayıt: Azərbaycan Elmi-tədqiqat və Layihə-axtəriş Energetika Institutu.* – 2015. – С. 131-135.

34. Осокин, В. Л. Системный подход к задачам управления электропотреблением / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко, Сыктывкар, 04–09 июля 2016 года / Ответственные редакторы Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукарев. Том Выпуск 67. – Сыктывкар: ООО "Коми республиканская типография", 2016. – С. 53–58.

35. Осокин, В. Л. Оценка надежности систем электроснабжения на основе уточненной исходной информации / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Экономическая безопасность государства и научно-технологические аспекты ее обеспечения. Киев: Национальный технический университет Украины «КПИ», 2016. – С. 189-196.

36. Осокин, В. Л. Оценка вероятностей и риска редких событий в электроэнергетике / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, А. Л. Куликов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы 90-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. Вып. 69. Кн. 1. Иркутск: ИСЭМ СО РАН им. Л.А. Мелентьева 2018. – С. 257-266.

37. Осокин, В. Л. Развитие понятия «надежность» в современной электроэнергетике / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, А. Л. Куликов // Оперативное управление в электроэнергетике – № 6. – 2018. – С. 43-52.

38. Осокин, В. Л. Об особенностях малой и распределенной генерации в интеллектуальной электроэнергетике / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, А. Л. Куликов

// Вестник УГАТУ. – 2018. – Т. 22, № 4(82). – С. 119-131.

39. Осокин, В. Л. Особенности оценки структурной надёжности систем электроснабжения / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Кн. 1, Вып. 70. – Ташкент: ИСЭМ СО РАН им. Л.А. Мелентьева, 2019. – С. 301-310.

40. Осокин, В. Л. Вероятности редких случайных событий в электроэнергетике / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, А. Л. Куликов // Электричество. – 2019. – № 2. – С. 4-9.

41. Осокин, В. Л. Особенности оценки структурной надёжности систем с объектами распределенной генерации / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Известия РАН. Энергетика. – 2020. – № 2. – С. 75-84.

42. Осокин, В. Л. Проблемы оценки надёжности и эффективности в современных системах электроснабжения / В. Л. Осокин // Интеллектуальная электротехника. – 2022. – № 4(20). – С. 78-94.

43. Осокин, В. Л. Стимулирование потребителей в задачах управления электропотреблением / В. Л. Осокин // Кибернетика энергетических систем: Сб. материалов XLIV Международной научно-технической конференции. – Новочеркасск: Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова, 2023. – С. 5-11.

44. Осокин, В. Л. Особенности зарубежных показателей надёжности электроснабжения / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Энергетик. – 2023. – № 6. – С. 14-17.

45. Осокин, В. Л. Аналитический обзор системы зарубежных показателей надёжности электроснабжения / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Цифровые технологии и платформенные решения для управления развитием электроэнергетики: Сборник научных трудов. I Всероссийская научно-практическая конференция, Севастополь, 23 марта 2023 года. – Севастополь: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Севастопольский государственный университет», 2023. – С. 151-163.

46. Осокин, В. Л. Основы управления режимами электропотребления / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии (XXII Бенардосовские чтения): Материалы международной научно-технической конференции, Т. 1. – Иваново: ИГЭУ им. В.И. Ленина, 2023. – С. 123-126.

47. Осокин, В. Л. Живучесть систем электроснабжения / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности: материалы VIII Международной научно-технической конференции. – Чебоксары: ЧГУ им. И.Н. Ульянова, 2024. – С. 149-157.

Подписано в печать 28.07.2025 г.

Бумага писчая. Печать цифровая.
Усл. печ. л. 2,0. Тираж 100 экз. Заказ № 20

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре ГБОУ ВО НГИЭУ
606340, Нижегородская область, г. Княгинино, ул. Октябрьская, 22а.