

На правах рукописи



Малафеев Алексей Вячеславович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЁЖНОСТИ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ
С СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

Специальность 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Автореферат
диссертации на соискание учёной степени
доктора технических наук

Магнитогорск – 2023

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова».

Научный консультант Корнилов Геннадий Петрович
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: Герасименко Алексей Алексеевич, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, кафедра электроэнергетики, профессор

Куликов Александр Леонидович, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева», г. Нижний Новгород, кафедра «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника», профессор

Черепанов Вячеслав Васильевич, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Вятский государственный университет», г. Киров, кафедра электроснабжения, профессор

Ведущая организация Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва

Защита состоится «2» февраля 2024 года в 15 ч. 00 мин. в конференц-зале (ауд. 231-233) на заседании диссертационного совета 24.2.324.05 на базе федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова» по адресу: 455000, Челябинская обл., г. Магнитогорск, просп. Ленина, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова и на сайте организации: www.magtu.ru

Автореферат разослан « » 20 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета 24.2.324.05
канд. техн. наук, доцент



Константин Эдуардович Одинцов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы.

В последние десятилетия в системах промышленного электроснабжения заметно возросла доля электроэнергии, вырабатываемой собственными заводскими электростанциями. Особенно характерно эта тенденция проявляется на металлургических предприятиях, имеющих вторичные энергоресурсы. Это позволяет снизить себестоимость готовой продукции предприятия за счёт снижения доли энергоресурсов и повысить надёжность функционирования сложных технологических процессов в аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы.

Действующие на настоящий момент правила деятельности рынков электроэнергии в Российской Федерации стимулируют потребителей к широкому использованию собственных генерирующих источников в процессе управления режимами системы электроснабжения, что обусловлено значительным разбросом цен на электроэнергию на рынке «на сутки вперёд» в течение суток, а также возможностью участия потребителей с регулируемой нагрузкой в работе балансирующего рынка с целью влияния на равновесную цену. Это относит такие предприятия к классу активных потребителей – понятие, широко используемое в рамках концепции активно-адаптивных электрических сетей.

Сооружение новых и расширение имеющихся заводских электростанций во многих случаях приводит к существенному усложнению энергохозяйства предприятия, а, следовательно, к изменению условий работы электрических сетей и подстанций, релейной защиты и автоматики, электрооборудования потребителей во всех видах эксплуатационных режимов. Усложняется и анализ режимов системы электроснабжения (СЭС) диспетчерской службой. От электрических сетей крупного градообразующего предприятия получают питание другие предприятия, городские электрические сети, близлежащие населённые пункты и сельские районы; осуществляется транзит мощности в соседние энергосистемы. Это является причиной присвоения предприятию статуса территориальной сетевой организации (ТСО) и добавляет в перечень задач планирования деятельности электросетевого хозяйства вопросы, связанные с оказанием услуг по передаче электроэнергии сторонним потребителям и смежным сетевым компаниям.

В таких условиях для оперативного персонала энергохозяйства крупного промышленного потребителя появилась проблема принятия решений, касающихся изменения текущего режима СЭС, а также планирования режимов на краткосрочном и долгосрочном горизонте. Это требует оперативного анализа последствий планируемых режимов в условиях нормальной эксплуатации и вынужденных режимах, которое возможно при соответствующем программном оснащении рабочего места диспетчера. Отметим, что сложившиеся принципы и методы, применяемые при планировании и оперативном управлении режимами энергосистем, не всегда применимы для систем электроснабжения предприятий с собственными электростанциями, которые имеют ряд принципиальных отличий и особенностей.

Результаты анализа проблем говорят о необходимости совершенствования методологического подхода к управлению эксплуатационными режимами систем электроснабжения по противоречивым критериям экономичности, надёжности, допустимости режимных параметров с учётом взаимосвязей с внешними подсистемами энергетики и внутренними подсистемами предприятия.

В соответствии с планами «Энергетической стратегии России на период до 2035 года» и Национального проекта «Интеллектуальная энергетическая система России» предусмотрено расширение использования объектов распределённой генерации,

включая заводские электростанции, а также применение активных потребителей, входящих в «умные сети» (Smart Grid).

Степень разработанности проблемы.

Большой вклад в развитие теории режимов электроэнергетических систем и систем электроснабжения, а также её практических приложений внесли коллективы НИУ «МЭИ», УрФУ (УПИ), ВНИИЭ, ИСЭМ СО РАН, СПбГПУ, НИ ТПУ, НГТУ (НЭТИ), ИГЭУ, КГЭУ, ЮУрГУ, ПНИПУ, ИрГТУ, СамГТУ и ряда других организаций; известные советские и российские учёные Баринов В.А., Бартоломей П.И., Болотов В.В., Веников В.А., Воропай Н.И., Гамазин С.И., Гамм А.З., Герасименко А.А., Голуб И.И., Горшштейн В.М., Гук Ю.Б., Заславец Б.И., Игуменцев В.А., Идельчик В.И., Илюшин П.В., Колосок И.Н., Крумм Л.А., Куликов А.Л., Манусов В.З., Маркович И.М., Обоскалов В.П., Паздерин А.В., Папков Б.В., Совалов С.А., Степанов В.П., Строев В.А., Тарасов В.И., Филиппова Т.А., Фишов А.Г., Черепанов В.В., Шарыгин М.В. и многие их коллеги, а также зарубежные исследователи Anbalagan P., Bacher R., Benidris M., Brandes W., Calderon L.R., Carpaneto E., Das D., Deckmann S., Dimo P., Jain N.K., Mavalizadeh H., Pelissier R., Rodrigues P.P., Saied E.M., Takahashi T., Tang J.X., Uri N.D., Venkatesh P., Volkan Y. и их коллеги.

Объект исследования: системы электроснабжения крупных градообразующих промышленных предприятий, имеющие в своём составе генерирующие источники и сложнзамкнутые сети напряжением 110-220 кВ.

Предмет исследования: принципы, математические модели и алгоритмы, методы расчёта и оптимизации установившихся режимов систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями и сетями сложной конфигурации.

Цель работы: повышение эффективности и надёжности систем электроснабжения крупных промышленных предприятий с собственной генерацией на основе развития теории и практики управления их эксплуатационными режимами.

Для достижения поставленной цели в работе сформулированы и решены следующие задачи:

1. Анализ особенностей систем электроснабжения на основе системного подхода как подсистем энергетики и промышленного предприятия и формирование на их основе математических методов, наиболее эффективных при планировании и оперативном управлении режимами СЭС.

2. Разработка экономико-математических моделей (ЭММ) генерирующего оборудования собственных электростанций промышленных предприятий при наличии нескольких видов энергоресурсов.

3. Создание метода двухуровневой оптимизации распределения мощностей в СЭС промышленных предприятий с собственными электростанциями в условиях неопределённости исходных данных.

4. Разработка математической модели электрических нагрузок производственных цехов с учетом неопределённых свойств.

5. Разработка усовершенствованного метода расчёта установившегося режима СЭС промышленного предприятия с учётом наличия разомкнутых и замкнутых сетей и нескольких узлов примыкания к региональной энергосистеме.

6. Создание методики выбора рациональных положений РПН силовых трансформаторов заводских понизительных подстанций при суточном регулировании напряжения на основе экономических критериев.

7. Разработка метода расчёта надёжности СЭС с собственными электростанциями и оценки ущерба от её снижения с учётом технологических

взаимосвязей между промышленными потребителями.

8. Разработка эффективного способа оценки производственных рисков при оперативном изменении схем и режимов СЭС при неполном объёме информации. Разработка методики принятия решений по реконструкции системы электроснабжения в условиях неполной информации о нагрузке потребителей.

9. Обобщение результатов диссертационной работы в форме законченной концепции управления режимами СЭС промышленных предприятий с собственной генерацией на основе критериев экономичности и надёжности.

Методология и методы исследования. Методология исследований заключается в развитии математических моделей, методов расчёта режимных параметров, методик планирования режимов систем электроснабжения на основе технических и экономических показателей. Для решения теоретических вопросов использовались методы теории цепей, дискретной оптимизации, теории нечётких множеств, теории игр, теории надёжности технических систем. Вычислительные эксперименты проводились с помощью программного комплекса, разработанного при непосредственном участии автора.

Научная новизна работы.

1. Разработан способ математического представления экономико-математических моделей генерирующего оборудования промышленных электростанций в виде кусочно-линейных зависимостей топливных затрат от нагрузки, отличительной особенностью которого является возможность учёта различных топливных смесей и их состава при изменении производительности котлов.

2. Разработан метод оптимизации распределения активных мощностей в системе электроснабжения промышленного предприятия с собственными неблочными электростанциями по критерию минимума затрат на выработку и распределение электроэнергии в условиях неопределённости исходных данных. Созданный метод отличается возможностью учёта разрывности и недифференцируемости свойств ЭММ станционных агрегатов в условиях, когда сглаживание таких моделей привело бы к существенным ошибкам при выявлении оптимального режима. Неопределённость исходных данных учитывается за счёт математического представления ЭММ станционных агрегатов и балансовых условий связи с энергосистемой на основе нечётких чисел.

3. Разработан метод математического представления электрических нагрузок, основанный на их задании в виде нечётких интервалов. Метод позволяет выполнять оперативную оценку ожидаемых величин нагрузок и параметров режима системы электроснабжения на основе плановых производственных показателей; отличается от существующих возможностью моделирования нагрузок, графики которых не соответствуют нормальному закону распределения, что характерно практически для всех уровней промышленных систем электроснабжения.

4. Разработан метод расчёта эксплуатационных режимов систем электроснабжения, основанный на принципах последовательного эквивалентирования. Предложенный метод отличается от существующих большей универсальностью, гибкостью и удобной адаптацией к различным режимам систем электроснабжения, от нормальных до аварийных.

5. Разработана методика выбора положений РПН силовых трансформаторов заводских понизительных подстанций по критериям минимума потерь мощности в сетях низшего напряжения и минимума износа переключателей, позволяющий учесть неопределённость информации о нагрузках в разомкнутых сетях 3-10 кВ на основе критериев теории игр. Предложенный способ учёта износа устройства РПН основан

на характеристиках жизненного цикла актива и позволяет учесть остаточный коммутационный ресурс РПН и экономическую целесообразность его обслуживания и ремонта.

6. Разработан метод оценки вклада собственных и сторонних потребителей (субабонентов) и источников питания СЭС в потокораспределение, потери мощности и их стоимость, использующий результаты расчёта потокораспределения. Метод позволяет при изменении нагрузки сторонних потребителей разрабатывать и реализовывать мероприятия по обеспечению наиболее полной компенсации стоимости потерь в СЭС предприятия с учётом технико-экономических показателей собственных электростанций.

7. Создан метод расчёта надёжности СЭС с собственными источниками электроэнергии при эксплуатации действующих СЭС и их реконструкции, включающий в себя оценку структурной надёжности на основе принципов последовательного эквивалентирования и оценку производственных рисков, связанных с нарушением электроснабжения потребителей и со снижением выдачи мощности собственными электростанциями. Разработана методика принятия решений при планировании реконструкции с учётом неопределённости информации о нагрузке потребителей на основе критерия Ходжа-Лемана. Для оценки ущерба от недовыпуска продукции предложен способ, основанный на использовании схем нечёткого вывода, позволяющий учесть технологические и электрические взаимосвязи между потребителями, наличие запаса и технологического резерва и отличающийся возможностью учёта времени реакции того или иного участка или агрегата на отсутствие промежуточного продукта.

Теоретическая значимость работы. Результаты диссертационной работы являются развитием теории и методов математического моделирования крупных промышленных систем электроснабжения с собственной генерацией. Создана научно-методическая основа для совершенствования методов планирования деятельности энергохозяйства промышленных предприятий, дальнейшего развития теории установленных и оптимальных режимов, разработки более эффективных методов и алгоритмов решения задач управления режимами систем электроснабжения.

Практическая значимость работы заключается в повышении экономичности и надёжности систем электроснабжения за счёт расширения спектра задач, решаемых при управлении режимами, учёта неопределённости параметров режима и энергетического оборудования, специфических свойств промышленных электростанций и технологических особенностей потребителей, применении математического аппарата принятия решений в условиях риска и неопределённости.

1. Разработанный метод оптимизации выработки активной мощности собственными электростанциями промышленного предприятия и методика выбора экономически целесообразного уровня напряжения на понизительных подстанциях обеспечивают снижение затрат на выработку, приобретение и передачу электроэнергии и, следовательно, снижение доли энергозатрат в себестоимости готовой продукции предприятия.

2. Разработанный способ математического представления экономико-математических моделей генерирующего оборудования заводских электростанций позволяет учесть зависимость состава топливной смеси котлоагрегатов от паропроизводительности при использовании нескольких видов энергоресурсов при решении задачи оптимизации режима СЭС.

3. Разработанный метод математического представления электрических нагрузок СЭС промышленных предприятий при помощи нечётких интервалов даёт воз-

возможность на основе плановой производительности цеха (подразделения) выполнить оперативную оценку ожидаемого суточного графика нагрузки.

4. Разработанный метод оценки вклада в потокораспределение и потери мощностей СЭС потребителей и источников питания позволяет обеспечить наиболее полную компенсацию стоимости потерь электроэнергии сторонними потребителями СЭС при оказании им услуг по передаче электроэнергии, а также корректно оценивать переменные издержки при планировании эксплуатационных режимов СЭС.

5. Разработанный метод расчёта надёжности СЭС на основе показателей структурной надёжности и количественной оценки производственных рисков позволяет оценить ущерб от нарушения электроснабжения цеховых потребителей и от нарушения выдачи мощности собственными электростанциями на основе экспертных оценок вероятности аварийных отключений и времени восстановления при недостаточном объёме статистической информации.

6. Метод расчёта установившегося режима СЭС на основе принципов последовательного эквивалентирования позволяет обеспечить гарантированное отыскание решения в условиях СЭС крупных предприятий, для которых характерно преобладание разомкнутых сетей над замкнутыми, несколько узлов примыкания к региональной энергосистеме, собственные источники электроэнергии на различных уровнях напряжения.

Реализация результатов работы. Предложенные в диссертации методы, методики и алгоритмы расчёта, оптимизации и принятия решений по управлению режимами используются при разработке комплексов мероприятий по повышению экономичности и надёжности режимов системы электроснабжения и собственных электрических станций ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат» с 2001 г. по настоящее время, что подтверждено актами внедрения. Разработанные алгоритмы расчёта установившихся режимов и их оптимизации использованы при создании программно-вычислительного комплекса КАТРАН (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2019610251 RU от 09.01.2019).

Основные результаты работы отражены в выводах и рекомендациях следующих проектов, выполненных при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ, Российского фонда фундаментальных исследований и Российского научно-го фонда:

– единый заказ-наряд ГБ §53-96.08 «Исследование методов оптимизации сложных многоуровневых систем электроснабжения металлургических предприятий»;

– ведомственная научная программа «Развитие научного потенциала высшей школы», проект №75315 «Разработка методов оперативного управления режимами электроснабжения и электропотребления крупных металлургических предприятий с целью повышения их энергоэффективности»;

– государственный контракт №02.740.11.0755 от 12.04.2010 г. «Создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления электрической энергии на металлургическом предприятии с полным технологическим циклом» ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России»;

– грант №14-07-00200-а РФФИ «Разработка алгоритмического и программного обеспечения для управления эксплуатационными режимами промышленных систем электроснабжения с собственными источниками электрической энергии»;

– грант Российского научного фонда (соглашение № 23-79-30015).

Внедрение результатов диссертационной работы в условиях действующей системы электроснабжения промышленного предприятия. В ходе внедрения вы-

полнено 11 хозяйственных НИОКР и 5 госбюджетных НИР (в т.ч. НИР по гранту РФФИ, федеральным и ведомственным программам).

НИОКР для ПАО «ММК» проводились, начиная с 2001 г., и посвящены разработке и внедрению программного комплекса расчёта и оптимизации режимов СЭС с собственными электростанциями и мероприятий по совершенствованию режимов, повышению надёжности и экономичности СЭС предприятия и его энергохозяйства в целом, разработке предложений по реконструкции СЭС при сооружении новых, а также развитию и реконструкции существующих цехов и производств. Основные работы: «Совершенствование режимов работы систем электроснабжения структурных подразделений ОАО «ММК» в связи с вводом в эксплуатацию собственных источников ЭЭ»; «Разработка программного обеспечения оптимального управления СЭС по минимуму потерь ЭЭ в высоковольтных электрических сетях ОАО «ММК»; «Разработка методов оперативного управления и планирования режимов электроснабжения с целью повышения эффективности, снижения потерь на транспорт и рационального распределения ЭЭ между отдельными потребителями Магнитогорского промышленного узла (МПУ)»; «Анализ и расчёт емкостных токов в распределительных сетях 6, 10, 35 кВ ОАО «ММК»; «Разработка программного обеспечения оперативного управления режимами ТЭЦ ОАО «ММК»; «Управление эксплуатационными режимами СЭС ОАО «ММК» с учётом ввода в эксплуатацию новых производственных мощностей со специфической нагрузкой на период до 2012 г.»; «Разработка программного обеспечения расчёта показателей надёжности СЭС». Основные научные результаты НИОКР применимы на любых энергоёмких производствах со сложной СЭС, в первую очередь, располагающих собственной генерацией. Госбюджетные НИР направлены на совершенствование математического аппарата планирования и управления режимами крупных промышленных СЭС.

Теоретические результаты диссертации, созданные на их основе учебно-методические издания, разработанное программное обеспечение используются в ходе реализации учебного процесса в ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова» при преподавании дисциплин «Оптимальные режимы систем электроснабжения», «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике», «Организация эксплуатации и ремонта электроэнергетического оборудования» и при руководстве выпускными квалификационными работами. Кроме того, программное обеспечение используется студентами бакалавриата, магистрантами и аспирантами при выполнении научно-исследовательских работ.

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Метод оптимизации потокораспределения в системе электроснабжения с несколькими собственными источниками электроэнергии и узлами примыкания к электроэнергетической системе с учётом негладких свойств экономико-математических моделей генерирующего оборудования и неопределённости задания расходных характеристик агрегатов и условий связи с энергосистемой.

2. Способ математического представления экономико-математических моделей генерирующего оборудования собственных электростанций промышленного предприятия, учитывающий ступенчатое изменение состава и стоимости топлива при изменении производительности агрегатов.

3. Метод математического моделирования электрических нагрузок на основе представления их нечёткими интервалами.

4. Метод расчёта эксплуатационных режимов СЭС промышленных предприятий при наличии в схеме собственных генерирующих источников и нескольких узлов примыкания к электроэнергетической системе.

5. Методика выбора оптимальных положений РПН трансформаторов понижительных подстанций по критерию минимума потерь мощности и максимума остаточного ресурса переключающих устройств с учётом неопределённости информации о нагрузках в сетях 3-10 кВ цехового уровня распределения.

6. Метод оценки вклада сторонних потребителей промышленного предприятия и собственных источников электроэнергии в потокораспределение и в потери электроэнергии с целью более полной компенсации стоимости услуг на передачу электроэнергии.

7. Метод расчёта надёжности систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными источниками электроэнергии и узлами связи с энергосистемой для отказов различного типа с учётом направления потоков мощности на основе показателей структурной надёжности и количественной оценки производственных рисков.

Достоверность результатов работы. Обоснованность и достоверность научных положений, теоретических выводов, результатов и рекомендаций обеспечивается корректным использованием математического аппарата и апробированных математических пакетов обработки данных, подтверждается соответствием результатов теоретического анализа и вычислительных экспериментов, обсуждением положений и результатов работы на научных мероприятиях.

Соответствие паспорту научной специальности. Диссертационная работа соответствует паспорту специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы – по направлениям исследований:

– п.1 «...анализ системных свойств и связей, ... математическое ... и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем, включая ... системы ... электроснабжения» (осуществлённый анализ системных свойств системы электроснабжения крупного градообразующего промышленного предприятия – гл. 1, математические модели электрических нагрузок промышленного предприятия – гл. 2, разработанные экономико-математические модели генерирующего оборудования собственных электростанций промышленных предприятий – гл. 4, методика оценки вклада в потокораспределение и потери мощности СЭС потребителей и источников питания – гл. 5, способ оценки ущерба от нарушения электроснабжения при наличии электрических и технологических связей между потребителями – гл. 6);

– п.2 «Разработка научных основ ... эксплуатации электротехнических комплексов, систем ...» (критерий выявления оптимального распределения мощностей между собственными электростанциями – гл. 4, критерий выбора экономически целесообразных положений РПН с учётом их ресурса – гл. 5, критерий оценки надёжности СЭС при планировании эксплуатационных схем и мероприятий по реконструкции – гл. 6),

– п.3 «...оптимизация электротехнических комплексов, систем..., разработка алгоритмов эффективного управления» (разработанная методика оптимизации потокораспределения в СЭС с собственными электростанциями – гл. 4, методика выбора экономически целесообразных уровней напряжения в заводских сетях 3–10 кВ – гл. 5, программное обеспечение – советчик диспетчера – гл. 3–6);

– п.4 «Исследование ... качества функционирования электротехнических комплексов, систем ... в различных режимах» (разработанный алгоритм расчёта установившихся режимов – гл. 3, методика расчёта надёжности СЭС на основе показателей структурной надёжности и количественной оценки производственных рисков – гл. 6).

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались на II Международной научно-практической конференции «Энергосбережение в

промышленности» (Магнитогорск, 2000 г.), 62-67 научно-технических конференциях по итогам научно-исследовательских работ Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова (Магнитогорск, 2003-2009 гг.), 68-72 Межрегиональных и 73-77 Международных научно-технических конференциях «Актуальные проблемы современной науки, техники и образования» (Магнитогорск, 2010–2019 гг.), XVIII Международной научно-технической конференции «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (Москва, 2012 г.), X Международной научно-практической конференции «Исследование, разработка и применение высоких технологий в промышленности» (С.-Петербург, 2010 г.), III Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий» (Уфа, 2011 г.), II Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (Самара, 2011 г.), III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (Екатеринбург, 2012 г.), IV Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (Новочеркасск, 2013 г.), International scientific symposium “Electrical power engineering” (Varna, Bulgaria, 2014), V Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (Томск, 2014 г.), Power and Energy Student Summit PESS 2015 (Dortmund, Deutschland, 2015), VI Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (Иваново, 2015 г.).

Публикации. Основные результаты по теме диссертации изложены в 55 печатных изданиях, в том числе: 23 опубликованы в журналах, рекомендованных ВАК; 7 – в изданиях, индексируемых в международных базах данных Scopus и Web of Science. Получены 4 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ, 1 свидетельство – о регистрации базы данных.

Объём и структура работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения и трёх приложений. Полный объём составляет 340 страниц, включая 183 рисунка и 44 таблицы. Список литературы содержит 301 наименование.

Личный вклад соискателя. Приведённые в диссертации результаты получены лично автором. В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежат постановка задач, разработка теоретических положений, математических методов и моделей, их алгоритмическая и программная реализация, анализ и обобщение результатов, разработка рекомендаций по применению предложенных решений.

Автор выражает благодарность доценту, канд. техн. наук В.А. Игуменцеву за неоценимую методическую помощь и профессору, канд. техн. наук Б.И. Заславцу за большую помощь, связанную с внедрением полученных результатов.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность исследований, проводимых в работе, представлены цели и задачи, сформулированы научная новизна и практическая ценность, дана характеристика теоретических и практических результатов.

Первая глава посвящена состоянию дел и проблемам управления режимами систем электроснабжения крупных промышленных предприятий, располагающих собственными источниками электроэнергии. Дана общая характеристика таких СЭС, показаны их взаимосвязи с другими подсистемами энергетики.

На рис. 1 показана структура промышленного энергетического узла (ПЭУ), основой которого является крупное энергоёмкое предприятие. К его особенностям следует отнести наличие среди источников питания системных подстанций (ПС); преобладание нагрузки градообразующего предприятия; сложнзамкнутую или кольцевую

структуру сетей 110-220 кВ предприятия; обеспечение транзита мощности между региональными сетевыми компаниями; значительную долю местной генерации в графике покрытия нагрузки ПЭУ; наличие сторонних потребителей. На рис. 2 показана структура оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления для энергохозяйства крупного предприятия. Сплошные линии – взаимодействие при ведении режима, двойные – при производстве переключений, пунктирные – при обмене информацией.

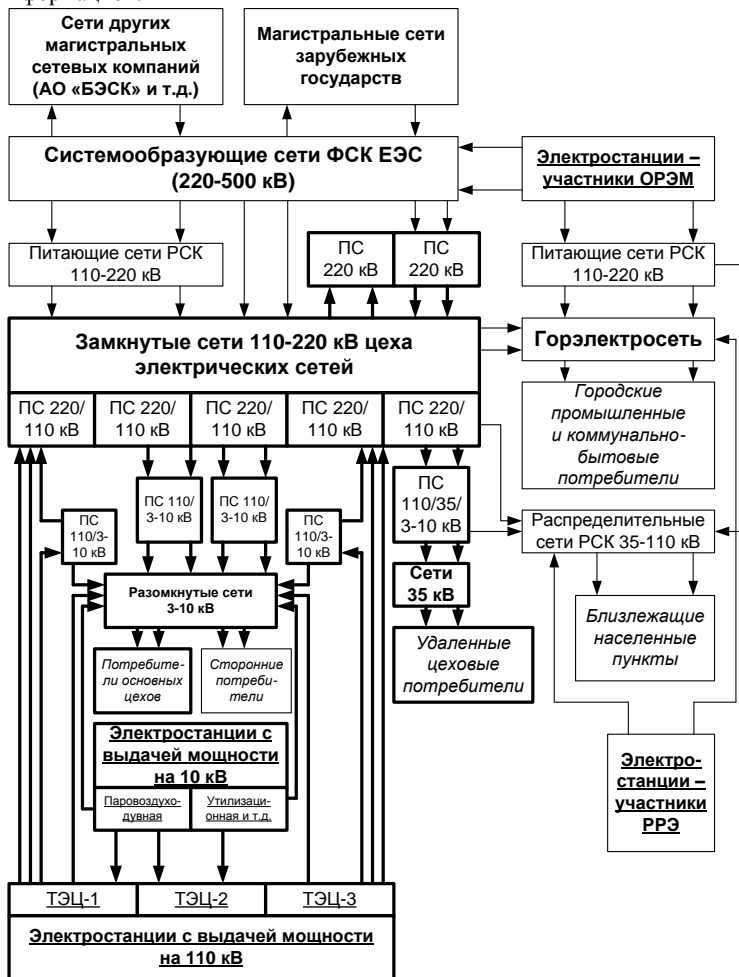


Рис. 1. Упрощённая схема промышленного энергетического узла

Такая структура имеет характерные свойства: широкий круг оперативных задач центральной диспетчерской службы управления главного энергетика (ЦДС УГЭ), в который входит управление выработкой и распределением всех энергоресурсов, взаимодействие с региональным диспетчерским управлением СО ЕЭС (РДУ) и энер-

госбытовой компанией (ЭСК), управление собственной генерацией и режимами замкнутых сетей 110-220 кВ; управление разомкнутыми сетями 35-220 кВ входит в обязанности оперативно-технологического персонала цеха электрических сетей; собственные электростанции (ЭС) самостоятельно определяют почасовое распределение нагрузки между агрегатами в соответствии с задаваемой УГЭ почасовой суммарной выработкой, эти графики сообщаются в РДУ и ЭСК.

В оперативно-технологическом управлении принимают участие группа режимов (ГР), оценивающая допустимость режимов, и центр энергосберегающих технологий (ЦЭСТ), определяющий требования к энергетическим показателям оборудования.

Как показывает анализ структуры генерации одного из промышленных регионов – Челябинской области – собственные ЭС промышленных потребителей составляют существенную долю установленной мощности – 17,8%, что сравнимо с вкладом Троицкой ГРЭС – крупнейшей электростанции области (23,05%). Объекты малой генерации также в основном принадлежат промышленным предприятиям (196,51 МВт), на долю генерирующих компаний приходится 62 МВт (это 17,08% и 1,02% от суммарной установленной мощности соответственно). Около 10% установленной мощности электростанций Челябинской области приходится на ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (ПАО «ММК»).

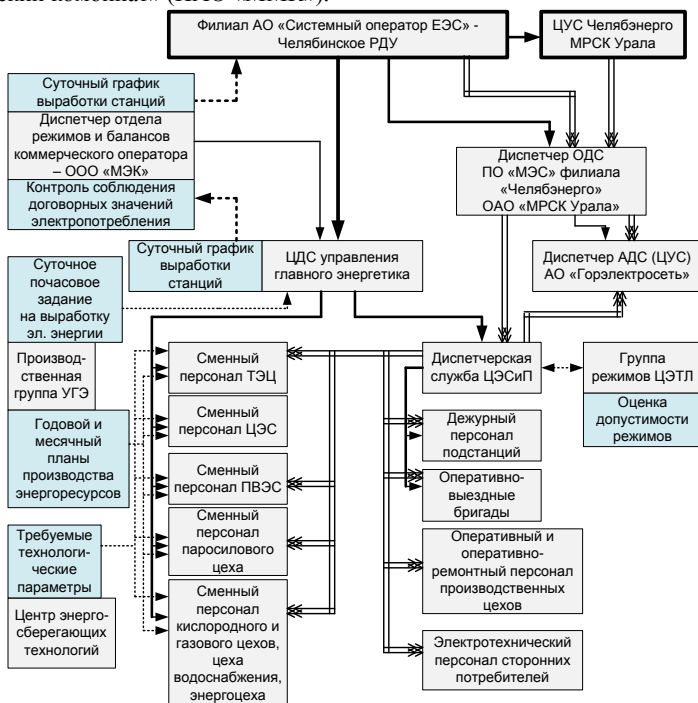


Рис. 2. Структура оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления энергохозяйством промышленного предприятия и внешние взаимосвязи

Электросетевой комплекс крупных предприятий сопоставим с сетевыми компаниями. Промышленное предприятие (на примере ПАО «ММК») имеет границы балансового раздела с ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «МРСК Урала», ООО «Башкирэнерго»,

АО «Горэлектросеть» и с потребителями. Поставки электроэнергии ведутся на розничном рынке (РРЭ) гарантирующим поставщиком ООО «МЭК», у которого приобретают ЭЭ промышленные (включая ПАО «ММК») и непромышленные (в т.ч. население) потребители.

Компенсация потерь производится косвенным путём от ООО «МЭК» за счёт оплаты потребителями услуг по передаче ЭЭ.

Таким образом, можно выделить следующие характерные особенности крупных энергоёмких промышленных предприятий с собственной генерирующей базой как объектов электроэнергетики:

1) значительная доля нагрузки предприятия в суммарной нагрузке энергорайона (энергоузла), при суммарном максимуме нагрузки МЭУ 1400 МВт вклад собственно ММК составляет около 900 МВт;

2) высокая концентрация нагрузки на территории предприятия;

3) большой объём вторичных энергоресурсов (ВЭР);

4) значительная доля покрытия нагрузки собственными электростанциями;

5) система электроснабжения предприятия обеспечивает электроэнергией большинство потребителей узла;

6) преобладание относительно коротких линий электропередачи и незначительная доля сетей замкнутой конфигурации;

7) сложная структура оперативного управления энергохозяйством, предусматривающая управление выработкой и распределением всех видов энергоносителей на предприятии;

8) первоочередное влияние технологического процесса предприятия на структуру и режимы электрических сетей (графики электрических нагрузок, требования по надёжности электроснабжения) и станций (графики тепловых нагрузок и графики выработки ВЭР);

9) предприятие может быть наделено правом (по соответствующему соглашению с Системным оператором ЕЭС) самостоятельно формировать программы производства и суточные графики нагрузки собственных электростанций;

10) качественная схожесть ПЭУ с региональной энергосистемой по структуре баланса электроэнергии и мощности, конфигурации сетей высших классов напряжения, структуре оперативного управления, количеству действующих сетевых и энергосбытовых организаций, суммарной нагрузке.

Сформулированы системные свойства промышленной системы электроснабжения, обуславливающие подходы к управлению её режимами.

Структурная сложность, иерархичность и связь с системами своего класса в сочетании с небольшим числом уровней иерархии, а также преобладанием разомкнутых сетей над замкнутыми, делают целесообразным распространение эквивалентирования на моделирование узлов примыкания к внешним системам (сторонние потребители, ЭЭС, транзит в ССО) с использованием эквивалентов в расчётах и на создание имитационных моделей собственно СЭС.

Свойство двойственности определяет использование математического аппарата, учитывающего неопределённости при расчёте режимов и их планировании, оптимизации распределения мощностей и уровней напряжения, анализе надёжности и т.д. Одним из наиболее универсальных является подход, основанный на применении нечётких характеристик. Это позволяет моделировать электрические нагрузки, в условиях СЭС, как правило, не подчиняющиеся нормальному закону распределения, характеристики ущербов при оценке надёжности и производственных рисков, характеристики генерирующего оборудования и энергоносителей, балансовые условия на

границе раздела со смежными объектами и др. Организованность, управляемость, многокритериальность определяют подходы к оптимизации режимов. Использование на собственных ЭС разнородного оборудования, нескольких видов топлива обуславливают применение методов, не предъявляющих требований к целевой функции и уравнений связи (метод динамического программирования и др.).

Таким образом, показана необходимость учёта иерархической структуры управления энергохозяйством и его взаимосвязь как с внутренними подсистемами предприятия (технологическая, экономическая и т.д.), так и с внешними системами (ОРЭМ и РРЭ, ССО, СО ЭЭС и др.).

Предметом рассмотрения **второй главы** является разработка оптимальных режимов СЭС с собственными электростанциями и моделирование энергетических агрегатов электростанций для решения оптимизационных задач.

Создан метод оптимизации режимов СЭС, предусматривающий декомпозицию общей задачи на ряд подзадач: 1) определение нагрузки генераторов по активной мощности при существующей нагрузке котлов и заданной суммарной выработке активной мощности по условию наименьших издержек на выработку и приобретение электроэнергии; 2) уточнение полученных нагрузок с учётом критерия минимума стоимости потерь электроэнергии в СЭС; 3) коррекция нагрузки котлов каждой из собственных электростанций по их суммарным активным мощностям, полученным в подзадаче 1.

Несмотря на развитие собственной генерации на промышленных предприятиях, разработка оптимальных графиков нагрузки собственных ЭС практически не рассматривается. Однако внутрисуточные колебания цен на ОРЭМ приводят к тому, что в ночные часы покупка на оптовом рынке может быть выгоднее собственной выработки, в связи с чем необходимо определять её экономически целесообразную величину и её распределение между агрегатами. При планировании и оперативном управлении режимом СЭС основным критерием является минимум затрат на производство, приобретение и распределение ЭЭ с учётом ущерба от нарушения электроснабжения:

$$\begin{aligned} \mathfrak{Z}(t) = \min & \left\{ \int_0^T \int_G C_{\Gamma} [D(\mathbf{P}_{\Gamma}), D_{от}, \Delta P(\mathbf{Q}_{\Gamma})] dN dt + \int_0^T C_{\Pi} (\dot{\mathbf{S}}_c) dt + \right. \\ & \left. + \int_0^T C_{\Delta P} [\Delta P(\dot{\mathbf{Z}}, \dot{\mathbf{S}}_H, \dot{\mathbf{U}}_c)] dt + \int_0^T Y(H, \dot{\mathbf{S}}_H, \mathbf{P}_{\Gamma}) dt \right\} \end{aligned} \quad (1)$$

На (1) накладываются ограничения по располагаемой мощности, по балансу мощностей в энергорайоне и по диапазону приёма мощности из ЭЭС (определяются режимом ЭЭС и договором с ЭСК). Система ограничений имеет следующий вид:

$$P_{\Gamma i \min} \leq P_{\Gamma i} \leq P_{\Gamma i \max}; \quad (2)$$

$$Q_{\Gamma i \min} \leq Q_{\Gamma i} \leq Q_{\Gamma i \max}; \quad (3)$$

$$\left(\sum P_{\Gamma i} - \sum P_{H j} \right) = P_c; \quad (4)$$

$$\left(\sum Q_{\Gamma i} - \sum Q_{H j} \right) = Q_c; \quad (5)$$

$$P_{c, \min} \leq P_c \leq P_{c, \max}; \quad (6)$$

$$Q_{c, \min} \leq Q_c \leq Q_{c, \max}; \quad (7)$$

$$U_{k, \min} \leq U_k \leq U_{k, \max}; \quad (8)$$

$$I_{l,\min} \leq I_l \leq I_{l,\max}; \quad (9)$$

$$B_{ВЭРr} \leq B_{ВЭРr,\text{расп}}, \quad (10)$$

где P_{Gi} , Q_{Gi} , P_{nj} , Q_{nj} – активная и реактивная мощности генератора i и нагрузки j соответственно; P_c , Q_c – приём (или отдача) мощности из ЭЭС; U_k – модуль напряжения в узле k ; I_l – токовая нагрузка элемента l (линии, трансформатора и т.д.); $B_{ВЭРr}$ и $B_{ВЭРr,\text{расп}}$ – суммарный расход и располагаемый объём вторичного энергоресурса вида r ; Y – ущерб от снижения надёжности; H – множество вариантов схемы.

Поскольку стоимость потерь намного меньше топливных издержек, целесообразно сделать декомпозицию содержательной постановки на две задачи, выполняемые последовательно $\min \sum_{i=1}^n [C_r(P_{Gi}) + C_{\Pi}(P_c)]$ с последующей дооптимизацией решения по стоимости потерь активной мощности $\min \sum_{i=1}^n [C_{\Delta P}(P_{Gi}, Q_{Gi})]$.

Учитывая разнообразный характер расходных характеристик турбогенераторов заводских электростанций, необходимо применять алгоритм, не предъявляющий требований к целевым функциям. Они при этом могут иметь нелинейности, разрывы, точки перегиба и др. свойства, а также могут быть заданы табличными значениями.

При краткосрочном планировании режимов следует определять как экономически целесообразную выработку каждого из генераторов, так и наимыгоднейший объём ЭЭ, приобретаемой на розничном рынке электроэнергии (РРЭ). Если крупное промышленное предприятие является градообразующим, то его график нагрузки является определяющим при формировании ценовых заявок на рынке «на сутки вперёд», а значения часовых объёмов закупки на оптовом рынке позволяют влиять на нерегулируемые цены для соответствующей категории потребителей. Следовательно, собственные электростанции могут использоваться для управления графиком потребления на розничном рынке электроэнергии.

При долгосрочном планировании режимов должна осуществляться разработка типовых графиков почасовой выработки для характерных дней планового периода с учётом производственных и климатических факторов. При этом необходимо учитывать динамику цен на покупные энергоносители (электроэнергия, уголь, природный газ) и долю ВЭР в энергобалансе предприятия. Как показывает анализ цен за последние годы для г. Магнитогорска, наблюдается некоторое снижение цен на электроэнергию (в частности, для потребителей четвёртой ценовой категории мощностью более 10 МВт) на фоне ежегодного роста цен на природный газ для промышленности для всех регионов РФ, охваченных Единой системой газоснабжения.

В случае значительной доли участия газа и угля в собственной генерации может быть целесообразно снижать выработку таких агрегатов как при разработке графика на очередные сутки, так и типового графика. В связи с тем, что расчёты на РРЭ проводятся по среднемесячным ценам, необходимо при этом учитывать изменение часовых цен внутри суток (например, для ВН, мощность не менее 10 МВт – около 20–40%), что делает выгодной частичную разгрузку собственной генерации в ночные часы. В качестве ограничения здесь выступает эксплуатационный ресурс котлоагрегатов станций, участвующих в таком регулировании.

На крупном энергоёмком предприятии функционирует чаще всего несколько ЭС (ПАО «ММК», ПАО «Северсталь» и т.д. – 3–4). РДУ рассматривает такой объект как потребителя с регулируемой нагрузкой, в связи с чем ЦДС УГЭ должна самостоя-

тельно эффективно распределять нагрузку между генераторами собственных ЭС одновременно с оптимизацией режима их теплового оборудования. Необходима увязка внутростанционной оптимизации использования котельного оборудования с оптимизацией активных мощностей генераторов при известном балансовом условии на границе с ЭЭС. Одновременная оптимизация по тепловой и по электрической мощности предполагает громоздкие алгоритмы, не всегда гарантирующие нахождение оптимума, поэтому применена декомпозиция по иерархическому принципу (рис. 3):

1. Этап I – нахождение наивыгоднейших мощностей генераторов при заданном балансовом условии. Себестоимость для каждой ЭС формируется, исходя из нагрузки котлов в исходном режиме (п.1.1–1.4).

2. Этап II – оптимизация распределения нагрузки между котлами на каждой из ЭС при их суммарной выдаче по п.1 (п.2.1–2.4). Новые нагрузки котлов могут быть затем использованы для уточнения активной нагрузки генераторов.

Основным принят метод дискретного динамического программирования, что вызвано видом функций связи агрегатов ЭС при использовании нескольких видов топлива.

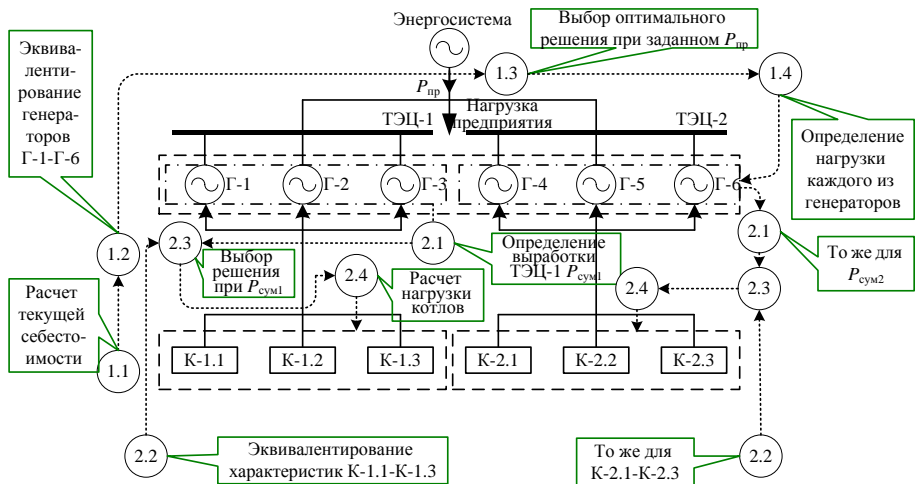


Рис. 3. Связь внутростанционной оптимизации режима с задачами верхнего уровня иерархии

В качестве функций связи котлов используются таблично-графические модели $C_K(B, D)$, представляющие собой зависимость стоимости пара C_K (рис. 4) от нагрузки D при топливной смеси B и себестоимости s . Такая ситуация возникает, в частности, на предприятиях чёрной металлургии с несколькими ВЭР – вторичными газами, отходящим теплом печей и др. Часто используются топливные смеси (например, природный и доменный газы). В соответствии с режимными картами соотношение между видами топлива зависит от паропроизводительности и колеблется в широких пределах. Наиболее корректным способом представления P_X является кусочно-линейная аппроксимация. Общий вид показан на рис. 4; I, II, III, IV – зоны ЭММ (их количество и ширина определяется режимной картой котла); D_{min} и D_{max} – минимальное и максимальное ограничения по паропроизводительности; B_1, B_2, B_3, B_4 – составы топливной смеси; S_1, S_2, S_3, S_4 – себестоимости.

Для теплофикационных турбоагрегатов за основу взяты заводские диаграммы

режимов турбин с регулируемыми отборами пара. Нагрузка теплофикационного и производственного отборов турбины $D_{от} = D_{от}^T + D_{от}^П$ принимается в соответствии с режимом тепловой сети и нагрузкой потребителей пара производственных цехов. По величине $D_{от}$ из диаграммы режимов выбирается соответствующий участок (PX). Затем перед **этапом I** PX каждого ТГ $D(P)$ преобразуется к виду ЭММ – $C_T(P)$. ЭММ турбогенераторов будут иметь вид, аналогичный рис. 4 (при этом по оси абсцисс откладывается мощность, по оси ординат – расход пара и стоимость). **Этап I** оптимизации выполняется на основе этих характеристик методом ДП.

На **этапе II** для каждой станции определяется оптимальная мощность всех ТГ. На PX находятся расходы пара и вычисляется суммарная паропроизводительность на выработку ЭЭ; по ней с учётом нагрузки отборов корректируется нагрузка котлов. Для коррекции нагрузки котлов использован принцип равенства относительных приростов. Получение эквивалентной характеристики относительных приростов стоимости пара (ХОП СП) и нахождение наиболее выгодных значений паропроизводительности для двух котлов показано на рис. 5.

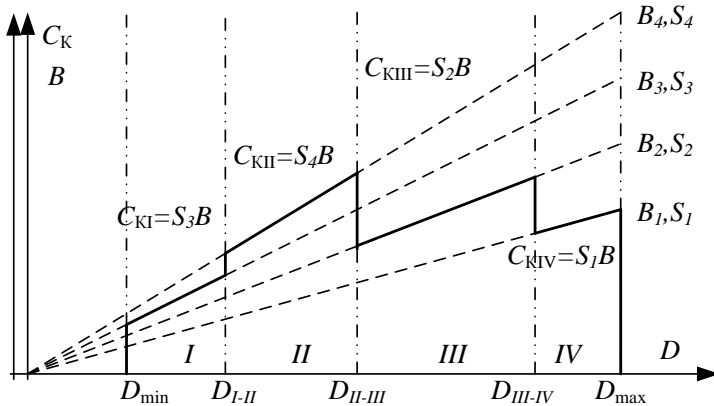


Рис. 4. Общий вид модели котла, представленной в кусочно-линейной форме

В исходной форме принцип равенства относительных приростов используется для неубывающих ХОП. Поскольку на ХОП СП могут быть участки, на которых при увеличении нагрузки стоимость снижается в связи с преобладанием в смеси более дешёвого топлива, предлагается следующее. Первоначально все участки ХОП котлов маркируются (1-1, 1-2, 2-1 и т.д. – рис. 5).

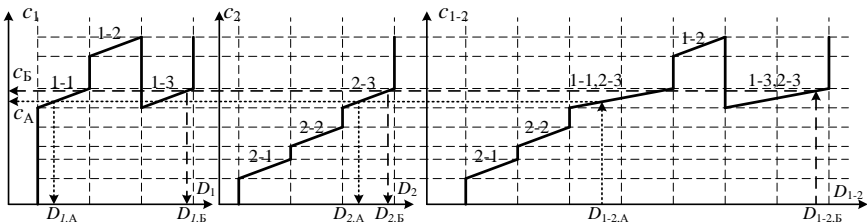


Рис. 5. Получение эквивалентной ХОП стоимости пара

С целью однозначного распределения нагрузки для участков, параллельных оси абсцисс, вводится незначительный наклон. При сложении для каждой точки эквивалентной ХОП СП запоминается, какими участками ХОП СП котлов она образована. Эта информация затем используется при задании суммарной производительности (на рис. 5 – для двух режимов, $D_{1-2,А}$ и $D_{1-2,Б}$) и последующем оптимальном распределении производительностей ($D_{1,А}$, $D_{2,А}$ и $D_{1,Б}$, $D_{2,Б}$) по условию $c_m = \text{idem}$.

Целевой функцией является стоимость энергоносителя на ЭС

$$C_n = \sum_{j=1}^n c_j(x_j) \rightarrow \min \quad (11)$$

при заданной суммарной выработке их ТГ

$$\sum_{j=1}^n P_j(x_j) = P_n, \quad (12)$$

где x_j – оптимальное управление на j -м шаге; $p_j(x_j)$ – активная мощность, вырабатываемая генератором; $c_j(x_j)$ – стоимость энергоносителя при выработке $p_j(x_j)$.

Ограничения по минимальной и максимальной мощности учитываются неявно при получении состояния на каждом шаге условной оптимизации.

Мощность генератора задаётся равномерным дискретным рядом $p_i = p_{i\min}, \dots, p_{i\max}$ с постоянным шагом $p_{\Delta i}$. Шаг дискретности определяет число точек на характеристике. Рекуррентное уравнение Беллмана имеет вид:

$$C_j(P_j) = \min \{ C_{j-1} [P_{j-1}, x_{j-1}] + c_j(p_j) \}, \quad (13)$$

здесь $C_j(P_j)$ – наименьшая сумма значений c_j на шагах $\overline{1, j}$, P_{j-1} – суммарная выработка в начале шага j . Тогда уравнение состояния в результате реализации управления x_j :

$$P_j = P_{j-1} + p_j(x_j). \quad (14)$$

Наиболее сложным является построение функций $C_k(P)$ ($k \in \overline{1:n}$). Его можно существенно упростить, используя табличное задание. Пусть переменные $p_j(x_j)$ и P_j принимают фиксированные значения с шагом p_{Δ} . На начальном этапе в табличную форму переводится функция стоимости для агрегатов 1 и 2:

$$C_2(P_2) = \min_{x_1 \in X_1} [c_1(x_1) + c_2(x_2)]. \quad (15)$$

Табулированная расходная характеристика $P_2(x_1)$ принимает конечное число значений от максимального до минимального. Это позволяет найти её за счёт перебора суммы значений $c_1(x_1)$ и $c_2(x_2)$ и представить в табличной форме (табл. 1). Третий столбец табл. 1 ($\widehat{x}_2(P)$) содержит x_1 , на котором $c_1(x_1) + c_2(x_2)$ минимальна.

Таблица 1. Функция $C_2(P_2)$

P_2	$C_2(P)$	$\widehat{x}_2(P)$
P_{21}		
...		
P_{2m}		

Его необходимо запоминать для того, чтобы к последнему шагу иметь значения всех компонент оптимального плана. В таблице использованы обозначения: $P_{21} = p_{1\min} + p_{2\min}$, $P_{2m} = p_{1\max} + p_{2\max}$. Значения $P_{22} \dots P_{2(m-1)}$ – в интервале (P_{21}, P_{2m}) и изменяются с шагом p_{Δ} , m – число ступеней эквивалентной РХ. На каком-либо последующем шаге с номером k осуществляются аналогичные действия, результатом которых становятся таблицы значений $C_k(P_k)$, где $P_k \in \{P_{k1}, P_{k2}, \dots, P_{kq}\}$. На последнем n -м шаге определяется $C_n(P_n)$ и оптимальное значение n -й компоненты оптимального плана $x_n^* = \widehat{x}_n(P_n)$. Далее, используя таблицы, сформированные на предыдущих шагах, определяются оптимальные значения остальных переменных $x_k^* = \widehat{x}_k(P_k)$.

Оптимизацию соотношения мощности, принимаемой от ЭСК, и суммарной выработываемой мощности предлагается осуществлять методом золотого сечения.

Основное достоинство метода – возможность использовать функции затрат любого вида (имеющие нелинейности, разрывы и др.; заданные в табличном виде).

При оптимизации в детерминированной постановке фактический режим может отклоняться от расчётного. Кроме того, законы распределения нагрузок в СЭС могут отличаться от нормального (в частности, для чёрной металлургии это справедливо вплоть до уровня 110 кВ). В связи с этим указанные величины представляются в нечёткой форме. ЭММ турбоагрегатов, как и при детерминированной постановке, будут иметь табличную структуру, однако каждое значение P_{ij} (нагрузка i -го ТГ для j -й точки характеристики) задается в виде нечёткого числа \tilde{P}_i с носителем $\text{supp}\tilde{P}_{ij} = \{P_{ij} - \gamma_i, P_{ij} + \gamma_i\}$, где γ_i зависит от интервала, с которым табулированы РХ, и от номера шага j . Функция принадлежности будет иметь вид:

$$\mu(P_{ij}) = \begin{cases} P_{ij} - \hat{P}_{ij} + \gamma_i / \gamma_i, & \text{если } \hat{P}_{ij} - \gamma_i \leq P_{ij} < \hat{P}_{ij}; \\ \hat{P}_{ij} + \gamma_i - P_{ij} / \gamma_i, & \text{если } \hat{P}_{ij} < P_{ij} \leq \hat{P}_{ij} + \gamma_i; \end{cases} \quad (16)$$

На прямом ходе для j -й точки эквивалентной характеристики (ЭХ) на i -м шаге эквивалентирования мода нагрузки $\hat{P}_{ij\text{экр}}$ достигается сочетанием \hat{P}_{ij} и $\hat{P}_{i-1,j\text{экр}}$, определяемым по минимальной сумме затрат на пар $C_{D,i-j\text{экр}} = \min\{C_{D,ij} + C_{D,i-1,j\text{экр}}\}$. Носитель $\tilde{P}_{ij\text{экр}}$ определится как $\text{supp}\tilde{P}_{ij} = \{P_{ij} - i\gamma_{i-1}, P_{ij} + i\gamma_{i-1}\}$, т.к. на каждом шаге ЭХ объединяется с характеристикой очередного ТГ с носителем $2\gamma_1$. На обратном ходе задаётся нечётким значением суммарной выработки «примерно P_Σ » с носителем, определяющимся погрешностью задания балансового условия Δ_Σ (на рис. 6 – $\Delta_\Sigma \% = 30\%$), и треугольной функцией принадлежности (ФП). Предположим, \hat{P}_Σ не соответствует модам $\hat{P}_{Nj\text{экр}}$ (N – число ТГ) и попадает в интервал между точками j и $j+1$ на ЭХ. Выявляются значения ФП для пересечений нечётких чисел $\alpha_{\Sigma j} = \max \mu(\tilde{P}_{Nj\text{экр}} \cap \tilde{P}_\Sigma)$ и $\alpha_{\Sigma, j-1} = \max \mu(\tilde{P}_{N, j-1, \text{экр}} \cap \tilde{P}_\Sigma)$, либо, в зависимости от точности задания \tilde{P}_Σ , меньшие значения – $\alpha_{\Sigma, j+1} = \max \mu(\tilde{P}_{N, j+1, \text{экр}} \cap \tilde{P}_\Sigma)$ и $\alpha_{\Sigma, j-2} = \max \mu(\tilde{P}_{N, j-2, \text{экр}} \cap \tilde{P}_\Sigma)$ (для пересечения с числами для точек $j+1$ и $j-2$) и т.д. Для случая на рис. 6 значение α будет определяться как $\alpha = 1 - (\hat{P}_{Nj\text{экр}} - \hat{P}_\Sigma) / (\hat{P}_\Sigma \Delta_\Sigma + \gamma_{N\text{экр}})$. Поскольку ФП симметричны, $\alpha_{\Sigma j} = \alpha_{\Sigma, j-1} = \alpha_1$, $\alpha_{\Sigma j+1} = \alpha_{\Sigma, j-2} = \alpha_2$ и т.п. Далее осуществляется переход на предыдущий шаг, на котором выполнялось объединение агрегата N и ЭХ агрегатов $\{1, \dots, N-1\}$. На характеристику агрегата N наносится линия уровня α и отмечаются точки её пересечения с $\mu(\tilde{P}_{N, j} \cup \tilde{P}_{N, j-1})$; дающие интервал для $P_{N\text{опт}}$ ($P_{N\text{опт}}^\alpha = [P_{N, j}^\alpha; P_{N, j-1}^\alpha]$). Такой подход позволяет для ТГ разной мощности использовать различный шаг табулирования РХ, что позволяет снизить требования к вычислительным ресурсам и удобно при широком диапазоне мощностей ТГ (для условий МЭУ – от 4 МВт до 60 МВт). Для уточнения оптимального режима с учётом потерь в СЭС проводится дооптимизация методом субградиентного спуска. Мощности генераторов изменяются на некоторый шаг с сохранением условий связи с ЭЭС.

Применение метода обусловлено негладкостью целевой функции из-за негладкости ЭММ агрегатов. За начальное приближение принимаются результаты оптимизации методом ДП $P^{(0)} = \{P_1^{(0)}, P_2^{(0)}, \dots, P_i^{(0)}, \dots, P_n^{(0)}\}$. Из

условия $P_c^{(k)} = \text{const}$ и из уравнения баланса мощностей следует, что на всех итерациях $\sum_{i=1}^n P_i^{(k)} = \text{const}$ и, следовательно, $\sum_{i=1}^n \Delta P_i^{(k)} = 0$ при $\forall k$. (17)

Для соблюдения (17) на пробных шагах один из генераторов b (удобнее – наибольшей мощности) назначается балансирующим, при этом на всех итерациях

$$P_b^{(k)} = \sum_{i=1, i \neq b}^n P_i^{(k)}. \quad (18)$$

Исследования, выполненные для МЭУ **применительно к задаче краткосрочного планирования** (установленная мощность ЭС около 660 МВт), показали следующее. Нерегулируемые цены для ООО «МЭК» (гарантирующий поставщик, ГП) в течение суток могут существенно меняться (например, от 1,35 до 1,97 руб./кВт·ч, т.е. 45–50%). Оптимизационные расчёты для ночного минимума цен (от 2:00 до 3:00 ч), показали наличие глобального минимума зависимости затрат на выработку и покупку ЭЭ от приёма из энергосистемы (рис. 7). На ПАО «ММК» только на покупных энергоресурсах работает ТЭЦ (природный газ и уголь). Как показывают расчёты, нагрузка генераторов ТЭЦ в оптимальном режиме меньше максимальной нагрузки на 45–55% в зависимости от мощности ГП.

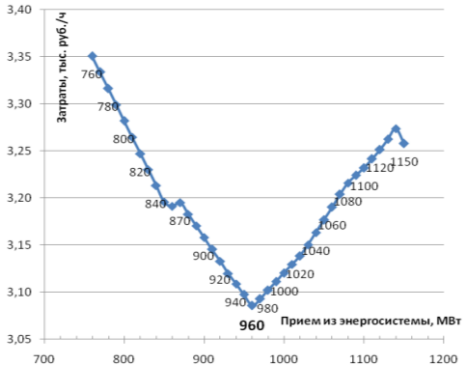


Рис. 7. Зависимость затрат на электроэнергию от приёма из ЭЭС

период с 2016 по 2018 гг., характеризующийся увеличением на 1% в год от цены в 2016 г. В условиях МЭУ при сохранении темпов роста цен на газ и ЭЭ себестоимость собственной ЭЭ сравнивается со стоимостью покупной ЭЭ через 5–7 лет, что нужно

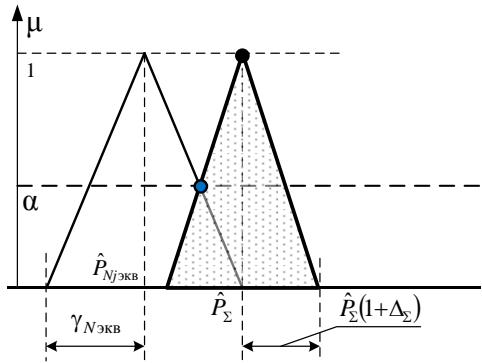


Рис. 6. Пересечение нечётких чисел $P_{N_{ЭКВ}}$ и P_{Σ}

Реализация такого режима в ночные часы позволит снизить затраты по сравнению с полной загрузкой ЭС по электрической мощности на величину около 8% (260 тыс. руб./ч), что даст существенную годовую экономию.

Рассмотрим влияние изменения цен на энергоносители на оптимальные режимы СЭС ММК **в задаче долгосрочного планирования**. Среднегодовой рост цены на газ для промышленности за 2014-2018 гг. около 20% от цены по состоянию на 2014 г. Характер изменения цен на ЭЭ более сложный; за основу взят

учитывать как возможный сценарий при долгосрочном планировании функционирования энергохозяйства предприятия. Как показывают расчёты, при принятой динамике изменения цен на энергоносители на долгосрочном интервале оптимальное участие энергосистемы в покрытии зимнего максимума нагрузки энергорайона возрастает на 12,8%, не вытесняя, однако, ту часть собственной генерации, которая использует кроме природного газа более дешёвые ВЭР. Снижение затрат при реализации оптимального режима в условиях такого соотношения цен составит 139,33 тыс. руб./ч, что при времени использования максимума 7500 ч./год (в среднем для чёрной металлургии) даёт экономический эффект около 1,05 млн руб./год. Анализ динамики оптовых цен на газ и средневзвешенных цен РСВ на ЭЭ показывает, что подобная ситуация может наблюдаться в ОЭС Урала и Сибири; близкая – в ОЭС Средней Волги.

Погрешность расчёта оптимального распределения мощностей в условиях МЭУ находится в пределах от 0,3% (ЦЭС) до 2,7% (ТЭС), что позволяет использовать методику для СЭС с собственными электростанциями.

В **третьей главе** рассмотрены вопросы математического моделирования электрических нагрузок промышленных предприятий и их прогнозирования в условиях неопределённости исходной информации.

Одна из проблем при планировании режимов СЭС – отсутствие полной информации о нагрузках. Если на уровне 110-220 кВ подстанций связи с энергосистемой случайные величины нагрузок образованы большим количеством электроприёмников, и, как правило, подчиняются нормальному закону распределения, то на уровне 3-10 кВ они связаны с технологией отдельных агрегатов и далеки от нормального закона. В связи с этим применение принятых методик прогнозирования затруднительно и предлагается использование теории нечётких множеств. Рекомендованный подход основан на представлении нагрузок нечёткими интервалами \tilde{P} с носителем от нуля до максимума $\text{supp}\tilde{P} = [0, P_{\max}]$ и ядром от нуля до минимума. Весь график нагрузки выше базовой части считается нечёткой границей, которая задается какой-либо функцией принадлежности. Её характер определяется видом упорядоченной диаграммы графика. Предложено использовать Z-образную ФП (рис. 8).

Для построения кривой \tilde{P} использована следующая зависимость:

$$\tilde{P} = P_{\min} + (P_{\max} - P_{\min})\mu_Z(P_i), \quad (19)$$

где P_i и $\mu(P_i)$ – нагрузка и ФП на интервале i .

Для ФП использованы следующие выражения:

$$\mu(P_i; P_{\min}, P_{\max}) = \begin{cases} 1 - 2((P_i - P_{\min})/(P_{\max} - P_{\min}))^2, & P_{\min} < P_i \leq (P_{\min} + P_{\max})/2 \\ 2((P_{\max} - P_i)/(P_{\max} - P_{\min}))^2, & (P_{\min} + P_{\max})/2 < P_i < P_{\max} \end{cases} \quad (20)$$

Для доменного цеха ПАО «ММК» наибольшая погрешность расчёта потерь активной мощности равна 3,4% (при получасовом интервале осреднения). Погрешность расчёта напряжений – менее 1%. Систематическая погрешность расчёта токовой нагрузки при краткосрочном планировании для некоторых цехов показана в табл. 2. Таким образом, расчёты режимов СЭС ММК при использовании предлагаемого математического аппарата показали, что наименьшую погрешность (не более 10%) расчёта параметров режима для краткосрочного планирования дают графики с 3-минутным интервалом осреднения. Сопоставление исходного суточного графика и расчётного графика по (2.1)–(2.3) также даёт приемлемую погрешность (для цеха холодной про-

катки – 4,5%; для горячей прокатки – 5–6%).

На рис. 8: 1 – график по результатам замеров; 2 – график по (19); $\{t_1, \dots, t_n\}$ – номера ступеней 1... n исходного графика нагрузки, из которого получен график 1.

В условиях меняющейся в зависимости от объёма заказов производительности цехов необходимо осуществлять оперативную оценку графиков нагрузки на её основе.

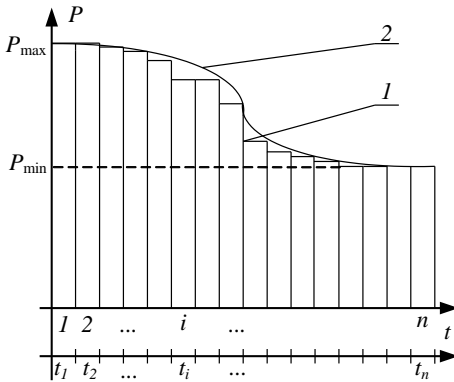


Рис. 8. Упорядоченный график нагрузки, совмещённый с границами нечёткого интервала

«малая» – $\mu =]0,4;0,6]$, «наименьшая» – $\mu =]0,8;1,0]$.

Как показал корреляционный анализ, для рассматриваемого объекта имеют место высокие значения коэффициента парной корреляции между объёмом производства и нагрузкой – от 0,75 до 0,85. Предлагается строить прогнозный график на основе типового графика в о.е. по данным контрольных замеров. В качестве базиса берётся средняя нагрузка. Для производительности M и для нагрузки P вводятся лингвистические переменные «Производительность» и «Нагрузка», значению «наибольшая» будет соответствовать $\mu = [0;0,2]$, значению «большая» – $\mu =]0,2;0,4]$, «средняя» – $\mu =]0,4;0,6]$, «малая» – $\mu =]0,6;0,8]$, «наименьшая» – $\mu =]0,8;1,0]$.

Таблица 2

Цех (подразделение)	Интервал осреднения суточного графика		
	3 мин	30 мин	1 час
Доменный цех	1,32%	1,48%	1,73%
Сортовой цех	6,67%	9%	8,7%
Кислородная станция №5	0,33%	0,54%	0,38%
ЛПЦ-5	7,61%	6,93%	5,83%

На основе ожидаемой суточной производительности необходимо определить её лингвистическое значение. В связи со значительным коэффициентом корреляции для нагрузки принимается то же значение. Дефаззификация выполняется по методу максимальной высоты (дающему наименьшее занижение результатов). Полученное чёткое значение средней нагрузки используется для построения графика в именованных единицах на основе типового графика. Погрешность расчёта тока [1,13%; 9,48%], погрешность расчёта напряжения – [0,01%; 0,9%], потеря активной мощности – [0,48%; 7,87%], активной мощности – [2,38%; 7,52%]. Для всех параметров погрешность не превысила 10%, что приемлемо для решаемой задачи.

Четвертая глава посвящена моделированию эксплуатационных режимов СЭС.

Как было отмечено в гл. 1, особенностью сложных промышленных систем электроснабжения является существенное преобладание разомкнутых сетей над замкнутыми. При использовании для расчёта режима метода узловых напряжений это приводит к слабой заполненности матрицы узловых проводимостей. Наиболее широко для решения матричного уравнения узловых напряжений используется метод Ньютона и его модификации.

В работе предложен модифицированный метод последовательного эквиваленти-

рования (ММПЭ), основанный на преобразованиях схемы без составления систем алгебраических уравнений (узловых, контурных, обобщённых коэффициентов и др.). Каждый элемент при этом замещается Т-образной схемой, число продольных ветвей (включающих в себя продольные проводимости и идеальные трансформаторы) при этом равно числу связей элемента (рис. 9); в поперечную ветвь входит поперечные проводимость и ЭДС. Коэффициенты трансформации могут быть отличны от номинальных, а также принимать комплексные значения.

ММПЭ основан на представлении разнородных элементов одинаковыми схемами замещения без выделения вращающихся машин и нагрузки. Параметры режима определяются по эквивалентным ЭДС и проводимостям каждого шага свёртывания. Итоговый эквивалент схемы любой сложности аналогичен схеме замещения любого элемента. Свёртывание и развёртывание схемы основано на законах электротехники и не содержит приближений и допущений, что исключает погрешность. За критерий эквивалентности принято сохранение баланса токов.

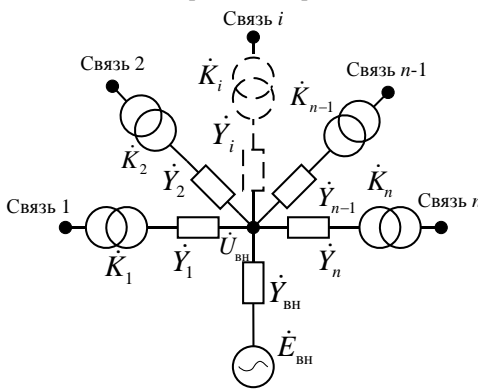


Рис. 9. Схема замещения элемента электрической системы

тами; для них организован отдельный класс «соединение».

Прямой ход преобразования не связан с тем, каким образом связаны элементы друг с другом. Перед свёртыванием схемы для каждого элемента выявляется наличие соединений с другими элементами с учётом положения выключателей. При первичном преобразовании схемы (рис. 10) объединяются продольные ветви двух связанных между собой элементов (на рис. 10 – элементы p и q с ветвями n и m соответственно) с образованием связи $p-q$ с номером k , учитывая, что между двумя элементами может быть несколько связей, как в исходной схеме, так и при эквивалентировании. При этом создаются экземпляры класса «соединение» как для элемента p , так и для элемента q , что соответствует понятию ненаправленного графа.

При преобразовании элемента p в эквивалентный треугольник образуется связь между p и q , которая объединяется с существующей без создания объекта. При отсутствии связи $p-q$ должен быть создан дополнительный экземпляр «соединение». Участок схемы после исключения элемента p будет иметь по одной дополнительной ЭДС в узлах q и r , которые объединяются с уже имеющимися (рис. 11, 12). Для снижения объема памяти предлагается систематизировать исключение узлов за счёт динамического упорядочивания, это способствует созданию меньшего количества экземпляров «соединение».

Метод позволяет заменить решение сложных систем алгебраических уравнений на пошаговое нахождение соотношений между двумя элементами схемы. Представление элементов основано на приёмах объектно-ориентированного программирования. Каждый элемент является экземпляром соответствующего класса («трансформатор», «линия» и пр.). Их свойства включают координаты, технические данные, наличие соединений и т.д., методы – отрисовку, установление соединения, расчёт параметров схемы замещения. Схема замещения включает соединения с другими элементами

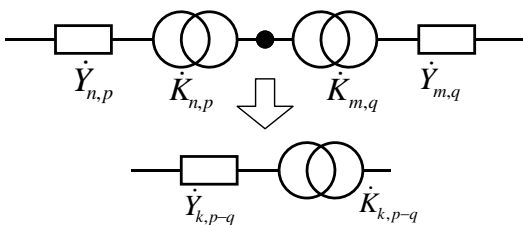


Рис. 10. Первичное преобразование схемы

Исключение в разомкнутой сети отличается только наличием лишь одной связи у элемента. При наличии нескольких узлов примыкания к ЭЭС для снижения погрешности на верхних уровнях иерархии часть их задается $U=\text{const}$, часть $-P, Q=\text{const}$.

Прямой ход расчёта заканчивается определением эквивалентных $\dot{E}_{\text{экв},n}$ и $\dot{Y}_{\text{экв},n}$ для последнего n -го элемента. Развёртывание схемы заключается в выделении на каждом шаге из эквивалентной схемы очередного элемента, для которого определяется ток и напряжение. Используются значения эквивалентных проводимостей и ЭДС, полученные на всех шагах прямого хода решения. Особенностью алгоритма является организация расчёта напряжений на обратном ходе преобразования без выделения в самостоятельную процедуру. При задании нагрузок неизменной мощностью или статическими характеристиками мощности по напряжению определение режимных параметров, по сути, осуществляется методом простой итерации, однако расчёт напряжений непосредственно на каждом шаге развёртывания схемы и коррекция нагрузок по этим значениям позволяет уменьшить число итераций (3–4 итерации).

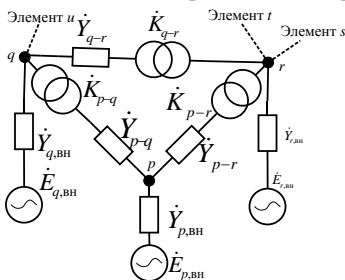


Рис. 11. Участок схемы с тремя элементами после первичного преобразования

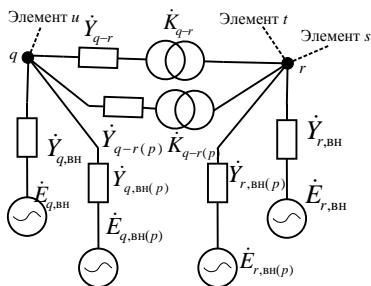


Рис. 12. Участок схемы в процессе исключения узла p

Уточнённый расчёт режимов СЭС крупных предприятий на высших уровнях напряжения (220–500 кВ) предлагается выполнять совместно с прилегающими сетями энергосистемы. При этом одна часть узлов примыкания задается в виде балансирующих узлов, а другая – в виде нагрузки с учётом знака.

Представление разомкнутых и замкнутых сетей по одному принципу позволяет использовать метод для расчёта большинства эксплуатационных режимов СЭС при нескольких узлах примыкания к энергосистеме и нескольких собственных источниках ЭЭ. Метод может быть использован для расчёта потерь активной мощности при планировании нормальных, ремонтных и оптимальных режимов СЭС.

Пятая глава посвящена вопросам снижения затрат в системе электроснабжения, связанных с потерями мощности и электроэнергии.

При регулировании напряжения в СЭС предприятий при помощи РПН трансформаторов 35-220/3-10 кВ, работающих в ручном либо в автоматическом режиме, необходимо учитывать наряду с допустимыми напряжениями требование снижения

потерь мощности в сети. Это в особенности важно для предприятий чёрной металлургии, у которых доля энергозатрат в себестоимости высока, в связи с чем политика в области энергосбережения на таких предприятиях чрезвычайно ужесточилась.

Надо отметить, что СЭС крупных промышленных предприятий расположены на небольшом электрическом удалении от основных сетей ЭЭС, в связи с чем уровень напряжения в СЭС в существенной мере определяется уровнями напряжения на системных подстанциях, из-за чего использование потребительских компенсирующих устройств и синхронных двигателей для регулирования напряжения неэффективно.

Сети, питающиеся с шин 3-10 кВ ГПП или ПГВ, образованы чаще всего КЛ и трансформаторами 3-10/0,4 кВ и 10/3-6 кВ, т.е. при выборе ответвлений РПН необходимо учитывать влияние потерь холостого хода на суммарные потери. Вывод в ремонт оборудования влияет на зависимость $\Delta P_{\Sigma}(U_{\text{НН}})$, определяющей целесообразный уровень напряжения. Статические характеристики нагрузки по напряжению (СХН) цеховых потребителей разнообразны и во многом определяют зависимость нагрузочных потерь от напряжения, причем увеличению напряжения по СХН может соответствовать как снижение нагрузочных потерь, так и увеличение.

РПН для диспетчера часто ненаблюдаемы, из-за чего возможно только ручное регулирование РПН. При этом необходима оперативная оценка потерь на месте, т.к. суммарные потери зависят от нагрузки каждого фидера и неопределимы по суммарной нагрузке. Оперативный персонал может пользоваться зависимостями оптимального напряжения на шинах НН от нагрузки трансформатора и от её распределения между фидерами НН. Для получения таких таблиц (или семейств кривых) необходимо выполнить серию расчётов установившихся режимов по расчётной схеме сети НН ГПП при различных значениях $N_{\text{тр}}$ и изменении $I_{\text{НН}}$ во всём возможном диапазоне, корректируя нагрузку всех присоединений одновременно. Такие зависимости необходимы для каждого наиболее вероятного оперативного состояния сети НН.

Если в отчётные потери ЦЭСиП входят потери в линиях и трансформаторах второй ступени, ситуация усложняется, т.к. фидера РП ненаблюдаемы для дежурного ГПП. На них периодически проводится контрольное снятие графиков нагрузки по показаниям счётчиков. Учитывая, что графики реактивных и активных нагрузок цеховых электроприёмников подобны, возможно использовать коэффициенты распределения ЭЭ (КРЭ K_{WP}) между фидерами РП по счётчикам. Недостаток – сложность учёта оперативного состояния РП. Это упрощается тем, что плановые ремонты КЛ, РУ и технологического оборудования практически всегда совмещаются.

Неопределённость предлагается учитывать при помощи критерия Лапласа. Выбранная стратегия будет определяться напряжением на ГПП, состояние природы – сочетанием КРЭ для секций РП. Обозначив $\Xi_i = \{K_{WP1(i)}; K_{WP2(i)}; \dots; K_{WPN(i)}\}$ сочетание КРЭ по i -м суткам, будем иметь платёжную матрицу по табл. 3, строки соответствуют возможным напряжениям, столбцы – сочетаниям КРЭ.

Таблица 3

Общий вид платёжной матрицы

Стратегия (уровень напряжения)	Состояние природы (сочетание КРЭ)					Цена стратегии (по критерию Лапласа)
	Ξ_1	...	Ξ_i	...	Ξ_j	
U_1	$\Delta P_{\Sigma 1,1}$...	$\Delta P_{\Sigma 1,i}$...	$\Delta P_{\Sigma 1,j}$	$W_1 = \text{med}_i \{ \Delta P_{\Sigma 1,i} \}$
...
U_j	$\Delta P_{\Sigma j,1}$...	$\Delta P_{\Sigma j,i}$...	$\Delta P_{\Sigma j,j}$	$W_j = \text{med}_i \{ \Delta P_{\Sigma j,i} \}$
Цена игры						$W = \min_{j=1,J} W_j$

Исходом стратегии являются суммарные потери. В качестве цены стратегии принято среднее значение потерь, цены игры – минимальная цена стратегии. К реализации принимается уровень напряжения, для которого эта цена получена. В качестве примера рассмотрена ПС 110/10 кВ №41 ММК (рис. 13) с трансформаторами 80 МВА. В сети 10 кВ есть дополнительные ступени 10/6 кВ и 10/3 кВ для питания двигательной нагрузки. Потребители ПС – прокатные цеха, компрессорная, цех водоснабжения и паросиловой цех. Схожесть графиков нагрузки объясняется технологической взаимосвязью электроприёмников (рис. 14).

Годовые потери ЭЭ при поддержании оптимального напряжения (2 переключения в сутки) снижаются с 1180 МВт·ч до 1020 МВт·ч, что при 2,44 руб./кВт·ч – около 0,4 млн руб./год. Поскольку крупные предприятия имеют десятки ПС 35–220/3–10 кВ, суммарный эффект может быть существенным.

При отсутствии телеизмерений на ПС и в сети НН для определения оптимального напряжения необходимо: 1) определить активную мощность на вводе от трансформатора; 2) выбрать по ней режим и соответствующую кривую из предварительно построенного семейства $\Delta P_{\Sigma}(U_{НН})$; 3) по семейству кривых определить оптимальное напряжение при минимуме потерь активной мощности. Применение таких кривых возможно лишь при одинаковом характере изменения нагрузки присоединений (см. рис. 14), что обусловлено в данном случае технологической взаимосвязью.

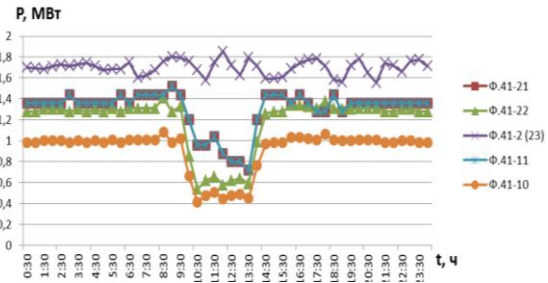
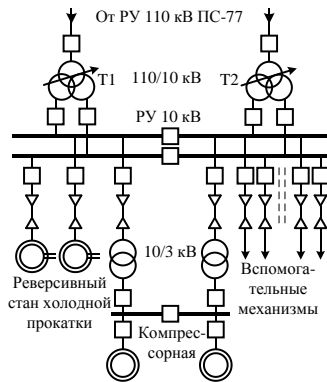


Рис. 13. Упрощённая схема ГПП

Рис. 14. Графики нагрузки фидеров ГПП

Рассмотрим случай (рис. 15) когда РУ НН оснащено ТИ–ТС, информация отображается на АРМ дежурного. ПС второго уровня, как правило, имеют ТИ только на вводе, на отходящих фидерах есть лишь ТС. Т.о., известно текущее состояние схемы как ГПП, так и РП; известны токовые нагрузки фидеров ГПП; на РП – только токи вводов. Для приближённого определения токов по фидерам РП также предлагается использовать КРЭ. При задании СХН полиномами второй степени выражение для нового (после переключения РПН) значения потерь будет иметь вид:

$$\Delta P_{\text{нов}} = 3I_{1-\text{нов}}^2(U_{\text{нов}})R_{1-1} + 3K_{WP2-1}^2 I_{1-\text{нов}}^2(U_{\text{нов}})R_{2-1} + (U_{\text{нов}}/U_{\text{ном}})^2 \Delta P_{\chi 2-1} + K_{WP2-1}^2 \Delta P_{\kappa 2-1} + 3K_{WP2-n}^2 I_{1-\text{нов}}^2(U_{\text{нов}})R_{2-n} + (U_{\text{нов}}/U_{\text{ном}})^2 \Delta P_{\chi 2-n} + K_{WP2-n}^2 \Delta P_{\kappa 2-n} \quad (21)$$

Аналитическое нахождение $U_{\text{нов,опт}}$ по (21) трудоёмко, поэтому целесообразнее использовать методы одномерного поиска.

При использовании РПН необходимо оценивать ущерб от снижения его срока службы. Для оценки целесообразности эксплуатации использовано понятие «жизненный цикл актива» (ЖЦА) – период, в течение которого прибыль производства S при капитальных выгодах R и стоимости актива F неотрицательна:

$$S = R - F \geq 0. \quad (22)$$

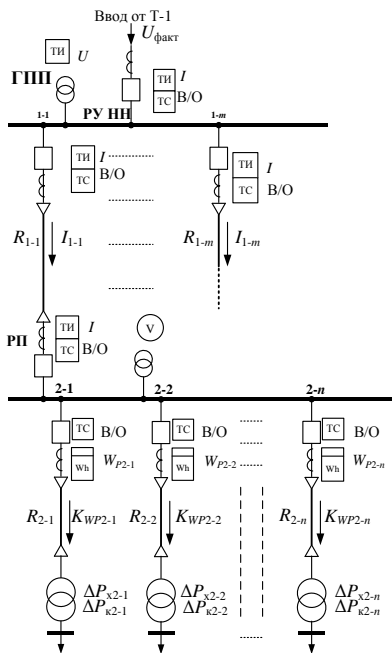


Рис. 15. Фрагмент сетей НН с расстановкой средств измерения

где $v(0)$ – добавленная стоимость единицы отпущенной электроэнергии в начальный период эксплуатации ($v(0) = C_{ЭЭ} [1 - D_{отп}^{ЭЭ}(0)]$).

Таким образом, целесообразность эксплуатации РПН в режиме суточного регулирования будет определяться предельной величиной $N_{пр}$, при которой прибыль от его эксплуатации становится равной $S(N_{пр})=0$.

Для рассмотренного объекта (рис. 13 и 14) при $W_{отп}=184,75$ кВт·ч, $C_{ЭЭ}=2,44$ руб./кВт·ч получено, что при 4 переключениях в сутки коммутационный ресурс РПН составит 7150 сут. или 19,6 лет. Исходя из ЖЦА, экономически целесообразный срок эксплуатации – около 5800 сут. или 15,8 лет, что меньше технически реализуемого срока на 19,4%.

Экономическая эффективность реализации предлагаемой методики будет определяться снижением стоимости потерь электроэнергии $\Delta C_{\Delta W}$ в промышленных сетях 10 кВ и ниже. В данном случае принято, что напряжение поддерживается равным 10,1 кВ с 14:00 по 15:00, в остальное время – 11,5 кВ. Экономический эффект составляет 0,18 млн руб. в год для сетей НН одной ГПП. При количестве понизительных

Стоимость актива включает в себя затраты на эксплуатацию и ущерб от аварийных ситуаций и при объёме отпущенной ЭЭ $W_{отп}$, стоимости $C_{ЭЭ}$, удельных затратах на единицу стоимости отпущенной ЭЭ $D_{отп}^{ЭЭ}$, и количестве коммутаций РПН с ввода в эксплуатацию N определится как:

$$F(N) = D_{отп}^{ЭЭ}(N) C_{ЭЭ} W_{отп}. \quad (23)$$

Коэффициент $D_{отп}^{ЭЭ}$ при увеличении числа коммутаций изменяется:

$$D_{отп}^{ЭЭ}(N) = D_{отп}^{ЭЭ}(0) [1 - \exp(-\xi_D n / (1 - n))], \quad (24)$$

где $n = N/N_0$ – относительное количество коммутаций; N_0 – коммутационный ресурс РПН; $D_{отп}^{ЭЭ}(0)$ – удельные затраты на единицу стоимости ЭЭ в начальный период; ξ_D – декремент их изменения.

Капитальные выгоды представляют собой составляющую добавленной стоимости единицы отпущенной ЭЭ за вычетом затрат на трудовые ресурсы. Зависимость капитальных выгод от числа коммутаций РПН будет иметь вид (при неизменной добавленной стоимости):

$$R(N) = W_{отп} v(0) \exp[-\xi_v n / (1 - n)], \quad (25)$$

подстанций порядка 50 (для крупного промышленного объекта) эта величина в целом по предприятию составит около 9 млн руб. в год.

Градообразующее предприятие нередко выполняет функции сетевой компании. В этом случае, кроме структурных подразделений, от его сетей питаются сторонние потребители. Их электроснабжение осуществляется на различных напряжениях, от 6 кВ до 110 кВ. Существующая схема оплаты услуг по передаче электроэнергии сторонними потребителями-субабонентами показана на рис. 16.

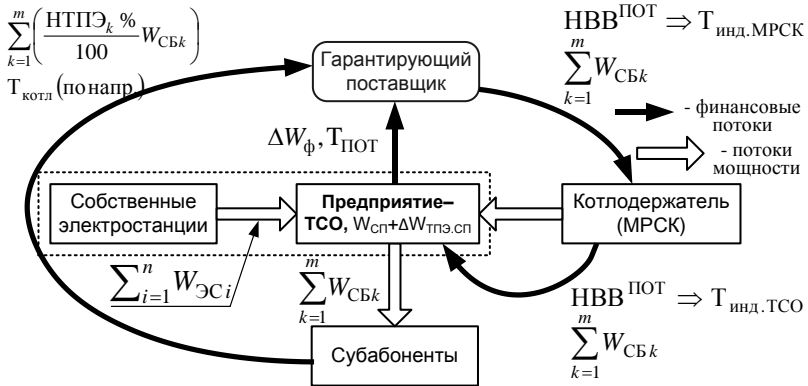


Рис. 16. Направление потоков мощности и финансовых потоков при оплате субабонентами предприятия-ТСО услуг по передаче ЭЭ по котловому тарифу

Фактически в течение регулируемого периода возможны изменения нагрузки потребителей, их состава, оперативного состояния сетей, что приводит к неполной компенсации стоимости потерь со стороны потребителей или смежных сетевых организаций (ССО). Необходим подход, позволяющий при известном изменении величины и структуры потребления разработать схемно-режимные мероприятия по поддержанию нормативных значений, для чего необходимо определение вклада каждого из потребителей в суммарные потери мощности. Аналогичная задача возникает применительно к источникам электроэнергии. Стоимость потерь электроэнергии определяется вкладом каждого из источников. Предлагается следующий метод расчета коэффициентов долевого вклада источника (КДВи) в потери мощности $F_{\text{ИП}}$. На рис. 17 показан участок электрической сети с тремя генерирующими узлами (1, 2, 3) и тремя нагрузочными узлами (4, 5, 6). В общем виде зависимости для вклада источника в потери мощности будут иметь вид:

$$F_{\text{ИП}i-k} = \left(F_{\text{ИП}i-jk} S_{jk}^2 + \dots + F_{\text{ИП}i-nk} S_{nk}^2 \right) / \left(S_{jk}^2 + \dots + S_{nk}^2 \right), \quad (26)$$

где i – номер источника; $j, j+1, j+2, \dots, n-1, n$ – номера ветвей, входящих в узел; k – номер узла, для которого определяется КДВи.

В (26) в знаменателе указаны потоки мощности по ветвям, имеющие положительное направление (в узел). Полученный вклад справедлив для всех ветвей, имеющих отрицательные потоки (из узла). Аналогичное выражение предлагается использовать для вклада потребителей.

Если с шин какой-либо ПС питается несколько сторонних потребителей и граница балансовой принадлежности проходит по шинам ПС, полученное значение КДВп должно быть поделено между ними пропорционально их нагрузке. Для ЦЭСиП

промышленного предприятия такие расчёты дают возможность анализировать себестоимость передачи электроэнергии в зависимости от технико-экономических характеристик местных источников и разрабатывать мероприятия по её снижению, а также обоснованно разрабатывать нормативы потерь электроэнергии при наличии у ЦЭСиП сторонних потребителей. При существующей нормативно-правовой базе

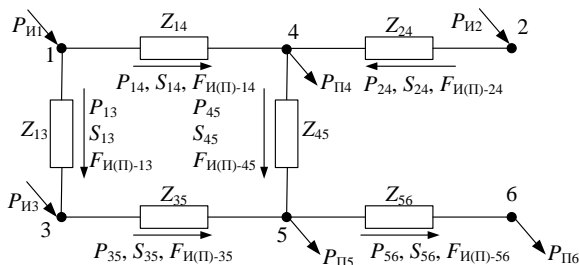


Рис. 17. Участок электрической сети с тремя источниками питания

в интересах предприятия-ТСО планировать схемно-режимные мероприятия таким образом, чтобы фактический норматив технологических потерь электроэнергии (НТПЭ) потребителей субабонентов, определенный с учётом адресности потерь, был равен (или не меньше) расчётному НТПЭ.

В этом случае не происходит переноса стоимости потерь с субабонентов на собственное потребление предприятия-ТСО. При этом субабоненты рассчитываются с гарантирующим поставщиком в любом случае по котловому тарифу, а следовательно, при одном и том же уровне напряжения в точке присоединения субабоненты не несут дополнительных расходов. НТПЭ должен быть определён по стоимости потерь с учётом стоимостей источников.

Необходимо отметить, что доля оплаты потерь в сетях предприятия-ТСО (ΔW_{ϕ}), которая идёт на собственное потребление и не компенсируется субабонентами, при этом снижается. Следовательно, снижается величина затрат на электроэнергию и их доля в себестоимости готовой продукции предприятия-ТСО. Выявление точек присоединения субабонентов в этом случае зависит от конкретной схемы и технико-экономических характеристик источников питания и должно определяться индивидуально.

Шестая глава посвящена учёту критериев надёжности при управлении режимами и при планировании работ по реконструкции системы электроснабжения.

При эксплуатации и развитии СЭС крупного предприятия учёт надёжности необходим при проектировании новых участков СЭС и при реконструкции существующих (при практически ежегодной модернизации оборудования цехов), при рассмотрении заявок на вывод оборудования, при разработке мероприятий по энергосбережению и т.п. Развитие собственной генерации усложняет оценку надёжности как электроснабжения, так и выдачи мощности. Поэтому работы по реконструкции необходимо учитывать и при планировании режимов. При проектировании таких СЭС для 35–110 кВ закладывается запас по перегрузке, поэтому следует оценивать надёжность структурную, без учёта режимных параметров, что значительно упрощает решение.

В зависимости от задачи необходимо выполнять анализ: 1) для СЭС цехов; 2) для схем выдачи мощности собственных электростанций; 3) для обеспечения транзита через сети 110-220 кВ. Для п.п.1,2 основным будет ущерб от ненадёжности, для п.3 – вероятность отказа (из-за сложности расчёта ущерба) или ущерб от возмещения убытков потребителям или ССО.

Для оценки структурной надёжности эксплуатационных и перспективных схем предлагается метод, основанный на принципах последовательного эквивалентирования

ния и ориентированный на сложные многоуровневые СЭС с местными источниками электроэнергии. Алгоритм реализован в ПК «КАТРАН», его основой является исключение узла (рис. 18, 19).

При рассмотрении отказов типа «разрыв» в расчётную схему включаются только те элементы, которые участвуют в передаче мощности определённому потребителю либо от определённой собственной электростанции в соответствии с направлением потоков мощности. При рассмотрении отказов типа «к.з.» – кроме того, все элементы, напрямую (без выключателей) связанные с точкой короткого замыкания.

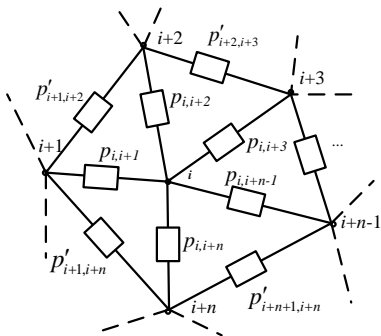


Рис. 18. Участок схемы до исключения узла i

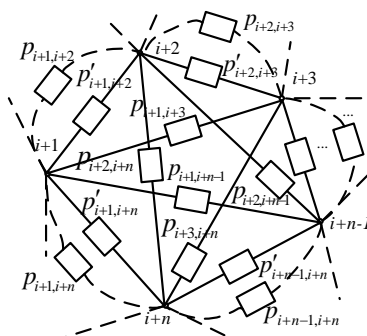


Рис. 19. Участок схемы после преобразования звезды в многоугольник

Свёртывание схемы по разработанному методу предполагает 2 основных этапа:

А. Выполняется расчёт параметров сторон и диагоналей эквивалентного многоугольника, соответствующего исключаемому узлу i .

В. Полученные стороны и диагонали эквивалентного многоугольника объединяются с уже имеющимися связями между узлами по правилам параллельного сложения, например, значение $p_{i+1,i+2,э\text{кв}}$ для узлов $i+1$ и $i+2$:

$$p_{i+1,i+2,э\text{кв}} = 1 - (1 - p_{i+1,i+2})(1 - p'_{i+1,i+2}), \quad (27)$$

где $p_{i+1,i+2}$ – значение, полученное в результате преобразования звезды в многоугольник; $p'_{i+1,i+2}$ – значение, определённое ранее для имеющейся связи.

Вероятности безотказной работы рассчитываются на основе системы нелинейных уравнений, связывающей параметры исходной (рис. 18) и преобразованной (рис. 19) схем и решаемой методом Ньютона. При отказе от учёта членов четвёртого и более высоких порядков, компенсирующих друг друга, она будет состоять из уравнений вида:

$$P_a P_b - P_{ab} - P_{ad} P_{bd} - P_{ac} P_{bc} + P_{ad} P_{bd} P_{ab} + P_{ac} P_{bc} P_{ab} = 0 \quad (28)$$

Матрица Якоби для системы уравнений вида (28) составляется следующим образом. На главной диагонали располагаются элементы, равные -1 . На пересечении строк, соответствующих произведениям вида $p_a p_b$, и столбцов, соответствующих переменным p_{cd} , где $a \neq b \neq c \neq d$, располагаются нули. В случае, если строка соответствует $p_a p_b$, столбец – p_{bc} , где $a \neq b \neq c$, элементом матрицы будет $-p_{cb} + p_{cb} p_{ab}$. Расчёты показывают, что сходимость достигается за 2–3 итерации.

Эквивалентные значения интенсивности потока отказов для расчёта времени

восстановления определяются по матричному уравнению

$$\Lambda_{ij} = Q_{ij} \times \lambda_{ij}, \quad (29)$$

где $\Lambda_{ij} = \lambda_i + \lambda_j$ – элементы Λ_{ij} , $Q_{ij} = 1 - p_{ij}$ – элементы Q_{ij} . Элементы главной диагонали Q_{ij} равны 1, элементы, соответствующие Λ_{ab} и λ_{cd} , где $a \neq b \neq c \neq d$, равны нулю. Все остальные элементы равны Q_{ab} .

Зная эквивалентные значения вероятности $p_{эКВ}$ и интенсивности отказов $\lambda_{эКВ}$, можно определить время восстановления $T_{в,эКВ}$, зная его – ущерб:

$$T_{в,эКВ} = (1 - p_{эКВ}) / \lambda_{эКВ}. \quad (30)$$

При снижении объёма заказов на продукцию цехов необходимо учитывать их плановую производительность на период ремонтного режима; проектная производительность необходима при вводе новых объектов. Информация предоставляется управлением экономики. По производительности группа режимов определяет прогнозные нагрузки (гл. 3), после чего для каждого варианта рассчитывается режим и определяются экономические показатели, выполняется оценка допустимости.

Анализ надёжности проводился на примере цехов ПАО «ММК». Для таких предприятий характерны три основных подхода к формированию СЭС:

1) питание с шин 3–10 кВ ГПП и РП и с шин генераторного напряжения собственных электростанций (характерно для цехов со значительной долей электроприёмников I категории либо особой группы, объекты которых рассредоточены по большой территории – доменный цех, цех водоснабжения, паросиловой цех и др.);

2) питание с шин 3–10 кВ ПГВ (ГПП), запитанных от подстанций связи 110–220 кВ. Отдельные агрегаты (печь-ковш и т.д.) присоединены к шинам 110 кВ;

3) питание с шин 10–35 кВ ПГВ, присоединённых к шинам высшего напряжения подстанций связи или включённых в рассечку линий 220 кВ (характерно для наиболее энергоёмких потребителей – ЭСПЦ, кислородный цех).

В табл. 4 показаны расчётные значения для некоторых цехов. Ущерб от ненадёжности принимался равным стоимости недоотпуска продукции $У_{нп}$.

Таблица 4

Показатели надёжности СЭС цехов ММК

Цех	$p_{эКВ}$	$\omega_{эКВ}$, 1/г.	$T_{в,эКВ}$, Г.	$У_{нп}$, млн р.
Доменный	0,99989	0,042	0,0026	435,67
ЭСПЦ	0,99966	0,053	0,0064	599,97
ККЦ	0,99980	0,047	0,0043	925,53

Как видно из таблицы, худшими показателями обладает электросталеплавильный цех. В рамках развития СЭС возможен вариант монтажа второй линии 220 кВ кольцевой сети и пере-

ключения линии ПС-77–ПС-4 на ответвление от неё. Вероятность безотказной работы увеличивается до 0,99982, ущерб снижается до 382,6 млн руб.

Только показателей структурной надёжности в целом ряде случаев может быть недостаточно, поскольку этим способом не удаётся учесть такие факторы, как квалификация персонала, конкретные условия отыскания места повреждения, время проста технологического оборудования, время прибытия ремонтной бригады и т.п.

Учёт таких плохо формализуемых факторов предлагается реализовать за счёт нечётких интервалов. В такой форме достаточно удобно представлять ущерб. При этом нужно учитывать т.н. «тяжёлый хвост», т.к. на ответственных производствах при возрастании ущерба его вероятность снижается крайне незначительно. Такими свойствами обладает, в частности, функция Коши для некоторого ущерба $У$:

$$\mu(y) = \left(1 + \left[\frac{y - y_{гр}}{y_{cp} - y_{гр}} \right]^2 \right)^{-1}, \quad (31)$$

где $Y_{гр}$ и $Y_{ср}$ – граничное и среднее значения ущерба.

Для оценки последствий отключений воспользуемся одним из методов теории рисков – методом VaR (Value at Risk, «величина под риском»). VaR – это величина ущерба, которая с вероятностью, равной некоторому высокому уровню доверия (99% и более), не будет превышена. В соответствии с методом VaR для учёта наиболее тяжёлых последствий функция принадлежности берётся равной 10^{-2} – 10^{-3} . Из выражения (31) имеем:

$$Y = Y_{гр} + (Y_{ср} - Y_{гр}) \sqrt{\mu^{-1} - 1}, \quad (32)$$

Важно рассматривать риск от снижения собственной генерации, поскольку стоимость собственной ЭЭ ниже, чем покупной. При этом средний ущерб при уменьшении выдачи ЭС $P_{откл}$:

$$Y_{ср} = (C_{PPЭ} - C_{ст}) \lambda_j T_{вj} P_{откл} T, \quad (33)$$

где λ_j – расчётное значение интенсивности потока отказов для варианта j схемы; $T_{вj}$ – среднее время восстановления; $C_{PPЭ}$ – цена приема ЭЭ; $C_{ст}$ – себестоимость ЭЭ конкретного источника.

Граничный ущерб можно рассчитать по имеющейся информации по авариям:

$$Y_{гр} = Y_{ср} (1 - u_{0,95} \sigma_T), \quad (34)$$

где σ_T – среднеквадратичное отклонение времени отключения; $u_{0,95}$ – квантиль нормального распределения.

Задавая значением ФП μ в качестве вероятности рискового события, можно определить его количественную характеристику Y по (32).

Задача принятия решений по реконструкции характерна для расширения предприятия и его подразделений. За основу методик взят критерий Ходжа-Лемана, используемый в теории игр. «Доверие» лица, принимающего решение, задаётся величиной v . Интервал изменения нагрузки $[P_{\min}; P_{\max}]$ преобразуем в совокупность отрезков $\{P_1, P_2, P_3, \dots, P_n\}$. Времени отключения или ограничения того или иного потребителя $T_{в}$ и значение ФП для этого $T_{в}$ определим экспертным путем. Платёжная матрица показана в табл. 5. Y_{ji} – вероятный ущерб для варианта V_j , если нагрузка потребителя P_i . Значения Y_{ji} рассчитываются для эквивалентного значения интенсивности потока отказов λ_j . Для каждого варианта из табл. 5 вычисляется цена стратегии:

$$Y_j = v Y_W + (1 - v) Y_B, \quad (35)$$

где Y_W – ущерб по критерию Вальда: $Y_W = Y_{j\min}$; Y_B – ущерб по критерию Байеса: $Y_B = \sum_{i=1}^n (Y_{ij} p_i)$; $Y_{j\min}$ – наибольший и наименьший ущерб при варианте V_j и интервале $[P_1; P_n]$; p_i – вероятность для мощности P_i .

Таблица 5

Платёжная матрица решений по расширению

Возможное решение	Ожидаемая мощность				
	P_1	...	P_i	...	P_n
Вариант V_1	Y_{11}	...	Y_{1i}	...	Y_{1n}
...
Вариант V_j	Y_{j1}	...	Y_{ji}	...	Y_{jn}
...
Вариант V_n	Y_{n1}	...	Y_{ni}	...	Y_{nn}

Наивыгоднейший вариант соответствует условию $Y_j^{H.P.} = \min Y_j$.

Ущерб от ненадёжности для технологической цепочки предлагается выявлять на основе схем нечёткого вывода (пример показан на рис. 20). Неопределённость учитывается нечётким представлением величин ущерба, резерва и т.д. При использо-

вании такой схемы нужно выбрать расчётный интервал Δt и для каждого такого интервала определять суммарный ущерб. Определение ущерба основано на арифметических и логических операциях с нечёткими числами.

До нарушения питания (время $t_{\text{зан}}$) ущерб на текущем Δt берется равным 0. Вероятность существования ущерба за Δt определяется значением ФП μ . Средний ущерб $Y_{\text{ср}}$ (от невыпуска продукции) может быть определён по имеющейся на объекте статистике:

$$Y_{\text{ср}} = C_{\text{пр}0}TV, \quad (36)$$

где $C_{\text{пр}0}$ – цена одной тонны, руб.; T – время простоя, ч; V – объём продукции, т/ч.

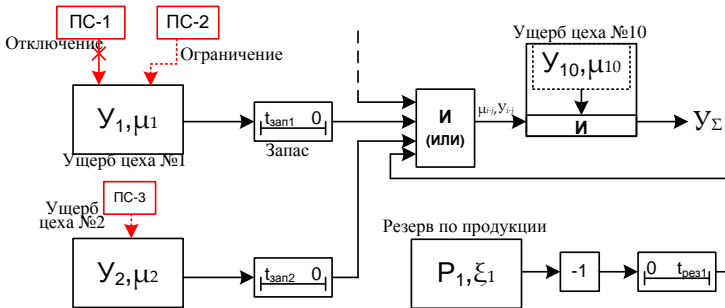


Рис. 20. Общий вид схемы нечёткого вывода для расчёта ущерба

Граничный ущерб для (32) по результатам статистической обработки данных по времени отключения (здесь v_T – коэффициент вариации):

$$Y_{\text{гр}} = Y_{\text{ср}}(1 - u_{0,95}v_T). \quad (37)$$

Терм-множество для лингвистической переменной «Ущерб»: $\tilde{Y}(\text{«ущерб»}) = \{1 \cup 0 \cup 9 \cup 8 \cup 7 \cup 6 \cup 5 \cup 4 \cup 3 \cup 2 \cup 1\}$ (принято в баллах).

Элемент И (рис. 21) вычисляет ФП в виде T -нормы «логическое произведение»: $\mu(\tilde{Y}_{i-j}) = \min\{\mu(\tilde{Y}_i), \mu(\tilde{Y}_{i+1}), \dots, \mu(\tilde{Y}_{j-1}), \mu(\tilde{Y}_j)\}$, элемент ИЛИ – в виде S -конормы «логическое сложение»: $\mu(\tilde{Y}_{i-j}) = \max\{\mu(\tilde{Y}_i), \mu(\tilde{Y}_{i+1}), \dots, \mu(\tilde{Y}_{j-1}), \mu(\tilde{Y}_j)\}$.

Для последовательного соединения применяется логическое И в нечёткой форме. Учитывается не только наличие запаса непосредственно в цехе, но и поставка из другого цеха, не затронутого аварийными отключениями (резерв). Время $t_{\text{рез}}$ определяет момент начала его использования.

При оценке надёжности электроснабжения целесообразно использовать следующий порядок действий: 1) для линий, приходящих на объект, оценивается ущерб методом VaR, что позволяет учесть индивидуальные характеристики аварийно отключенного элемента – особенности оборудования и его изоляции, местность, погодные условия, время суток, аппаратуру определения места повреждения и т.д.; 2) при наличии технологических взаимосвязей объекта ущерб следует оценивать с использованием схем нечёткого вывода; 3) участок схемы электроснабжения до линий, приходящих на объект, вводится в расчёт своими характеристиками надёжности, определёнными по (27)–(30). Аналогичный подход может быть применён и для оценки надёжности выдачи мощности собственными электростанциями.

В заключении приведены основные результаты работы.

1. На основе анализа свойств СЭС крупного предприятия как большой системы показана необходимость применения при управлении ей методов имитационного моделирования, эквивалентирования, представления частичной неопределённости информации для учёта системных свойств. Создана концепция повышения эффективности и надёжности СЭС, заключающаяся в управлении их эксплуатационными режимами на основе сочетания методов расчёта и оптимизации режимов СЭС и способов учёта неопределённости и риска при моделировании параметров режимов и оборудования и при принятии решений.

2. С целью учёта зависимости состава топливной смеси от нагрузки котлоагрегатов промышленных ЭС разработан способ математического представления ЭММ генерирующего оборудования кусочно-линейными зависимостями. Для учёта неопределённых свойств ЭММ и погрешности задания условий связи с ЭЭС предложено представление ЭММ функциями нечёткой переменной, что позволяет снизить требования к вычислительным ресурсам, обусловленные применяемым методом динамического программирования.

3. Для оптимизации распределения мощностей в промышленной СЭС, включающей ЭС с поперечными связями, предлагается декомпозиция общей задачи на следующие подзадачи: получение оптимального распределения активных мощностей по критерию минимума затрат на пар и на приобретение ЭЭ у энергосбытовой компании; уточнение полученного решения по минимуму стоимости потерь мощности в СЭС; определение оптимальной загрузки котлов по модифицированному принципу равенства относительных приростов.

4. Оптимизацию режима при заданном ограничении–равенстве на принимаемую из ЭЭС мощность предложено осуществлять по методу, основанному на принципах дискретного динамического программирования, что позволяет учесть негладкие свойства ЭММ стационарных агрегатов. Для уточнения оптимального решения по минимуму стоимости потерь предлагается использовать метод субградиентного спуска, также ориентированный на негладкость ЭММ. Метод и модели использовались в НИОКР для ПАО «ММК» на ЦЭС, ПВЭС, ТЭЦ и в ЦДС УГЭ. Снижение затрат при краткосрочном планировании – до 8%, при долгосрочном планировании – 1,05 млн руб. в год.

5. Разработан метод математического представления электрических нагрузок подразделений предприятия, основанный на задании нечёткими интервалами. Это даёт возможность учитывать неопределённость нагрузок в случае несоответствия их нормальному закону распределения при расчётах установившихся режимов. Разработанные модели позволяют выполнять оперативную оценку графиков нагрузки подразделений при известном производственном плане.

6. Для расчёта эксплуатационных режимов СЭС создан метод, позволяющий рассчитывать режимы для схем, содержащих несколько уровней напряжения (от 3–10 кВ до 110–220 кВ), несколько местных ЭС и несколько узлов связи с ЭЭС. Алгоритм основан на принципах последовательного эквивалентирования и обеспечивает хорошую сходимость (3–4 итерации). Метод и алгоритм использованы в НИОКР для цехов и подразделений УГЭ ПАО «ММК».

7. В целях снижения потерь активной мощности в разомкнутых сетях предприятия, питающихся от ГПП 35–220/3–10 кВ, разработана методика выбора положений РПН трансформаторов в условиях неопределённости информации о нагрузках на различных уровнях распределения при учёте имеющихся телеизмерений. В качестве критериев оптимальности приняты минимум потерь активной мощности в сетях 3–

10 кВ и минимум износа РПН с учётом экономической целесообразности его восстановления. Снижение стоимости потерь электроэнергии для сетей 3–10 кВ одной ГПП составляет около 0,18 млн руб. в год. Результаты использованы в НИОКР, выполненной для ЦЭСиП ПАО «ММК».

8. Предложен метод оценки вклада потребителей и источников в потокораспределение, потери мощности и их стоимость в СЭС. Значения вклада сторонних потребителей предприятия–ТСО позволяют при изменениях их нагрузки, не отражённых в расчётах НТПЭ, принимать решения, обеспечивающие наиболее полную компенсацию стоимости потерь со стороны потребителей в условиях котлового принципа формирования тарифов на услуги по передаче ЭЭ. Значения вклада источников ЭЭ позволяют корректно оценивать показатели планируемого режима и разрабатывать мероприятия по снижению затрат на передачу ЭЭ. Результаты использованы в НИОКР для лаборатории электроиспользования ЦЭСТ ПАО «ММК», годовой эффект составил 2 млн руб.

9. Для оценки надёжности СЭС предприятий с собственными ЭС при разработке схемно-режимных мероприятий предложены метод и алгоритм расчёта показателей структурной надёжности на основе принципов последовательного эквивалентирования и оценки производственных рисков нарушения электроснабжения потребителей и снижения выдачи мощности собственными ЭС. Для количественной оценки рисков предлагается использовать математическое представление ущерба как нечёткого числа с учётом экспертных оценок. Результаты использованы в НИОКР для ЦЭСиП ПАО «ММК». Расчётное снижение ущерба от нарушения электроснабжения для различных цехов составляет 15–35%.

10. На основе предложенных методов, методик и алгоритмов разработан программный комплекс «КАТРАН» (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2015662725), предназначенный для работы в качестве советчика диспетчера или инженера управления главного энергетика предприятия. Программный комплекс и мероприятия на его основе поэтапно внедрялись в период с 2001 г. по настоящее время на крупном предприятии чёрной металлургии, располагающем собственной генерацией и сложным электросетевым хозяйством – ПАО «ММК». Выполнено 11 НИОКР. Программный комплекс используется в ЦЭТЛ ПАО «ММК» и передан в ЦЭСиП и УГЭ.

11. Теоретические положения и инструментарий поддержки принятия решений, созданные в диссертационной работе, способствуют развитию теории установившихся и оптимальных режимов, расширению круга задач, решаемых при управлении режимами систем электроснабжения, повышению эффективности алгоритмов расчёта и оптимизации режимов, улучшению экономических показателей энергохозяйства крупных промышленных предприятий.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК:

1. Заславец, Б.И. Моделирование и расчёт установившихся режимов систем электроснабжения крупных предприятий / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, **А.В. Малафеев** // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2004. – №2. – С. 82-85.

2. Малафеев, А.В. Определение экономически целесообразной загрузки электростанций промышленного предприятия методом динамического программирования / А.В. Малафеев // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2004. – №2. – С. 95-99.

3. Игуменцев, В.А. Модифицированный метод последовательного эквиваленти-

рования для расчёта режимов сложных систем электроснабжения / В.А. Игуменшев, Б.И. Заславец, **А.В. Малафеев**, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова // Промышленная энергетика. – 2008. – №6. – С. 16-22.

4. Малафеев, А.В. Оптимизация нагрузки электростанций промышленного предприятия с разнородным составом генерирующих источников / А.В. Малафеев // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2009. – №1. – С. 76-80.

5. Малафеев, А.В. Оценка статической устойчивости генераторов заводских электростанций при параллельной и раздельной с энергосистемой работе / А.В. Малафеев, О.В. Буланова // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2010. – №9-10. – С. 81-91.

6. Малафеев, А.В. Алгоритм расчёта долевого вклада в потери холостого хода активной мощности сторонних потребителей промышленного предприятия на примере ОАО «ММК» / А.В. Малафеев, Е.Б. Ягольникова, Г.Ю. Савинова, А.А. Антоненко // Главный энергетик. – 2011. – №3. – С. 58-62.

7. Малафеев, А.В. Алгоритм оптимизации распределения активной мощности между электростанциями промышленного предприятия и узлами связи с энергосистемой с учётом потерь в распределительной сети / А.В. Малафеев, В.А. Игуменшев, А.В. Хламова // Промышленная энергетика. – 2011. – №9. С. 16-21.

8. Малафеев, А.В. Оптимальное распределение мощностей между генераторами электростанций промышленного предприятия при длительном пофазном ремонте оборудования питающих сетей / А.В. Малафеев, А.В. Кочкина, Е.А. Панова // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. – 2012. – №4. – С. 78-81.

9. Малафеев, А.В. Математическое представление электрических нагрузок промышленных предприятий в задаче определения потерь электроэнергии с использованием аппарата теории нечётких множеств / А.В. Малафеев, А.А. Антоненко // Промышленная энергетика. – 2013. – №1. – С. 9-13.

10. Заславец, Б.И. Снижение тарифов на передачу электроэнергии за счёт компенсации реактивной мощности / Б.И. Заславец, **А.В. Малафеев**, Е.Б. Ягольникова // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. – 2013. – №2. – С. 75-80.

11. Малафеев, А.В. Учёт направления потоков мощности в задаче анализа структурной надёжности систем электроснабжения / А.В. Малафеев, А.И. Юлдашева // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2015. – №2(358). – С. 36-40.

12. Малафеев, А.В. Анализ надёжности системы электроснабжения с собственными электростанциями на примере крупного металлургического предприятия / А.В. Малафеев, А.И. Юлдашева // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2015. – №8. – С. 33-41.

13. Малафеев, А.В. Прогнозирование электрической нагрузки цехов / А.В. Малафеев, А.А. Крубцова // Главный энергетик. – 2015. – №10. – С. 14-18.

14. Малафеев, А.В. Определение стоимости услуг по передаче электроэнергии через электрические сети промышленных предприятий сторонним потребителям с учётом их долевого вклада / А.В. Малафеев, Е.Б. Ягольникова, Г.Ю. Савинова, Т.Б. Оленникова, М.А. Алтухова // Электротехнические системы и комплексы. – №1(30). – 2016. – С. 29-33.

15. Малафеев, А.В. Количественная оценка производственных рисков при принятии решений по управлению и реконструкции системы электроснабжения крупного промышленного предприятия / А.В. Малафеев, А.И. Юлдашева // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2016. – №3. – С. 55-62.

16. Малафеев, А.В. Алгоритм расчёта структурной надёжности систем электроснабжения крупных промышленных предприятий на основе метода последовательного эквивалентирования / А.В. Малафеев // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2016. – №4. – С. 62-72.

17. Варганова, А.В. Энергоэффективное распределение тепла между котлоагрегатами промышленных электростанций с применением ЭВМ / А.В. Варганова, **А.В. Малафеев** // Электрические станции. – 2017. – №11. – С. 23-27.

18. Малафеев, А.В. Выбор вариантов реконструкции систем электроснабжения на основе теории нечётких множеств и критериев теории принятия решений / А.В. Малафеев, А.И. Юлдашева // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2019. – №3-4(21). – С. 67-76.

19. Газизова, О.В. Учёт статической устойчивости синхронных генераторов в задаче планирования оптимальных режимов собственных электростанций по реактивной мощности / О.В. Газизова, А.В. Варганова, **А.В. Малафеев**, Н.Т. Патшин, А.Л. Карякин // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика». – 2019. – Т.19. – №3. – С. 23-33.

20. Малафеев, А.В. Определение оптимального уровня напряжения в узлах сети электроснабжения предприятия / А.В. Малафеев, Ю.С. Кашкарова // Энергетик. – 2021. – №2. – С. 31-36.

21. Малафеев, А.В. Краткосрочное планирование режима промышленной электростанции с учётом суточных колебаний оптовых цен на электроэнергию и неопределённости исходной информации / А.В. Малафеев, В.С. Щербакова // Электрические станции. – 2021. – №8(1081). – С. 21-27.

22. Малафеев, А.В. Подходы к управлению режимами крупной промышленной системы электроснабжения с учётом её системных свойств / А.В. Малафеев // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2021. – №4. – С. 42-57.

23. Малафеев, А.В. Оптимизация выдачи реактивной мощности собственными электростанциями крупного промышленного предприятия / А.В. Малафеев, М.А. Масьская // Энергетик. – 2022. – №2. – С. 7-22.

Публикации в материалах конференций, входящих в международные базы цитирования Scopus и Web of Science:

24. Malafeev A. Short-circuit failures simulation for evaluation of structural reliability of power supply systems / A. Malafeev, A. Iuldasheva // Procedia Engineering. – 2015. – Vol. 129. – P. 433-439. – DOI: 10.1016/j.proeng.2015.12.145.

25. Gazizova, O.V. Steady-state stability of industrial distributed generation sources in terms of optimization of their active and reactive power leading / O.V. Gazizova, A.V. Varganova, **A.V. Malafeev** // Proceedings of the 2018 International Ural Conference on Green Energy (UralCon 2018), 4-6 Oct. 2018. – Chelyabinsk, Russia. – 6 pp. – DOI: 10.1109/URALCON.2018.8544371.

26. Iuldasheva, A. The influence of operation of a wholesale electricity market to a damage from power outage for the industrial enterprise / A. Iuldasheva, **A. Malafeev** // Proceedings of the 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon 2018), 3-4 Oct. 2018. – Vladivostok, Russia. – 6 pp. DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602586.

27. Malafeev, A.V. Optimal automatic voltage control with APCC means in electrical power networks of industrial companies / A.V. Malafeev, Yu.S. Imanova // Proceedings of the 2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – Sochi, Russia. – P. 1-5. – DOI: 10.1109/ICIEAM.2019.8743019.

28. Malafeev, A.V. Using fuzzy binary relations to characterize total power-load curve / A.V. Malafeev // 2019 IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – Vol. 666. – No. 012028. – DOI: 10.1088/1757-899X/666/1/012028.

29. Malafeev, A.V. Optimizing the in-house power plant usage of industrial users for case of changing energy purchase prices / A.V. Malafeev, V.S. Shcherbakova // Proceedings of the 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon 2019), 1-4 Oct. 2019. – Vladivostok, Russia. – 6 pp. – DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8933946.

30. Malafeev, Aleksey. Reinforcement Learning to Optimize Voltage in 3 to 10-kV Factory Grids / Aleksey Malafeev, Yuliana Kashkarova // Proceedings of the 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM-2020). – 6 pp. – DOI: 10.1109/ICIEAM48468.2020.9112015.

Монографии:

31. Игуменцев, В.А. Оптимизация эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями: монография / В.А. Игуменцев, **А.В. Малафеев**. – Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2011. – 126 с.

32. Малафеев, А.В. Вопросы управления эксплуатационными режимами промышленных систем электроснабжения с собственными источниками электрической энергии [Электронный ресурс]: монография / А.В. Малафеев, А.В. Варганова, Е.А. Панова, О.В. Газизова. – Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2019.

Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ

33. А.с. 2005612391 РФ. Программа «Расчёт и оптимизация установившихся эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий» / В.А. Игуменцев, В.В. Зиновьев, **А.В. Малафеев** // Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2005. – №4. – С. 117.

34. А.с. 2009614931 РФ. Программа для управления базой данных «Технические данные электросетевого оборудования ОАО «ММК» для расчёта нормативов технологических потерь электроэнергии» / А.В. Малафеев // Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС», 2009. – №4. – С. 327.

35. А.с. 2009620449 РФ. База данных «Технические данные электросетевого оборудования ОАО «ММК» для расчёта нормативов технологических потерь электроэнергии» / Б.И. Заславец, Т.Б. Оленникова, **А.В. Малафеев**, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова, Е.Б. Ягольникова, М.А. Алтухова // Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС», 2009. – №4. – С. 226.

36. А.с. 2012612069 РФ. Программа «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 6.0» / В.А. Игуменцев, **А.В. Малафеев**, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова, Е.А. Панова, А.В. Хламова, В.М. Тарасов, Е.Б. Ягольникова, Н.А. Николаев, В.В. Зиновьев // Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС», 2012. – №2. – С. 500-501.

37. А.с. 2015662725 РФ. Программа для ЭВМ «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 9.0» / В.А. Игуменцев, **А.В. Малафеев**, Е.А. Панова, А.В. Варганова, О.В. Газизова, Ю.Н. Кондрашова, В.В. Зиновьев, К.С. Савельева, А.И. Юлдашева, А.А. Крубцова, Н.А. Курилова // Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. Базы данных. Топологии интегральных микросхем». – М.: ФИПС, 2015. – 2 с.

Другие публикации:

38. Заславец, Б.И. Оперативное управление режимами электроснабжения / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, **А.В. Малафеев**, В.В. Зиновьев // Материалы Второй

Междунар. науч.-техн. конф. «Энергосбережение на промышленных предприятиях». – Магнитогорск: МГТУ, 2000. – С. 237-242.

39. Игуменцев, В.А. Управление режимами систем электроснабжения металлургических предприятий, включающих собственные электростанции / В.А. Игуменцев, Б.И. Заславец, **А.В. Малафеев**, В.В. Зиновьев // Электрика. – 2002. – №6. – С. 34-40.

40. Малафеев, А.В. Оперативное планирование оптимальных режимов системы электроснабжения промышленного предприятия с собственными электростанциями методом динамического программирования / А.В. Малафеев. Магнитогорск, 2003. 16 с.: ил. Деп. в ВИНТИ 29.09.03, № 1736–В2003.

41. Игуменцев, В.А. Определение погрешности расчёта и реализации режимов оптимального распределения активной мощности в системах электроснабжения методом статистических испытаний / В.А. Игуменцев, **А.В. Малафеев** // Математика. Приложение математики в экономических, технических и педагогических исследованиях: сб. науч. тр. – Магнитогорск: МГТУ, 2004. – Вып. 2. – С. 144-148.

42. Заславец, Б.И. Определение затрат на передачу электроэнергии по сетям промышленного предприятия с учётом технико-экономических характеристик источников / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, **А.В. Малафеев** // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: межвуз. сб. науч. тр. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – С. 77-85.

43. Малафеев, А.В. Получение экономико-математических моделей турбогенераторов промышленных электростанций с целью оптимизации режима системы электроснабжения / А.В. Малафеев, В.А. Игуменцев, А.В. Хламова // Электротехнические комплексы и системы управления. – 2009. – №4. – С. 34-38.

44. Малафеев, А.В. Применение характеристик нечётких интервалов к задаче расчёта режима системы электроснабжения промышленного предприятия при неопределённости информации об электрических нагрузках / А.В. Малафеев, А.А. Антоненко // Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. III Междунар. науч.-техн. конф.: сб. статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т.1. – С. 305-310.

45. Малафеев, А.В. Расчёты структурной надёжности системы электроснабжения крупного промышленного предприятия в задаче планирования режимов и перспективного развития / А.В. Малафеев, А.И. Юлдашева, А.В. Кочкина, Е.А. Панова // Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. IV Междунар. науч.-техн. конф.: сб. статей (г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г.). В 3 т. – Новочеркасск: Лик, 2013. – Т.1. – С. 359-363.

46. Юлдашева, А.И. Ишончлилик курсаткичларини хисоблаш алгоритмини мураккаблигини баҳолаш / Оценка вычислительной сложности алгоритма расчёта показателей надёжности / А.И. Юлдашева, **А.В. Малафеев** // Энергия ва ресурс тежаш муаммолари / Проблемы энерго- и ресурсосбережения. – 2013. – №3-4. – С. 200-208.

47. Малафеев, А.В. Планирование режимов системы электроснабжения металлургического предприятия на основе теории нечётких множеств / А.В. Малафеев, А.А. Крубцова // Электротехнические системы и комплексы. – 2014. – №3(24). – С. 43-48.

48. Малафеев, А.В. Развитие метода последовательного эквивалентирования применительно к условиям расчёта режимов электроэнергетических систем с использованием оценивания состояния / А.В. Малафеев, Е.С. Ищенко // Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. V Междунар. науч.-техн. конф.: сб. статей (г. Томск, 10-14 ноября 2014 г.). В 3 т. – Томск: НИ ТПУ, 2014. – Т.1. – С. 93-97.

49. Yuldasheva, A.I. Reliability evaluation for electric power supply management / A.I. Yuldasheva, **A.V. Malafeev** // Electrical Power Engineering 2014: Proceedings of In-

ternational Scientific Symposium. – Varna: TU–Varna, 2014. – P. 10-12.

50. Yuldasheva, A.I. Electricity supply reliability of the industrial enterprises with local power plants and the outage cost evaluation / A.I. Yuldasheva, **A.V. Malafeev** // Tagungsband zum Power and Energy Student Summit 2015 (PESS 2015) / Dortmund, 13. und 14. Januar 2015. Technische Universität Dortmund. P01.7 (4 p.). DOI: hdl.handle.net/2009/33971.

51. Малафеев, А.В. Прогнозирование электрических нагрузок металлургического предприятия с учётом объёма производства заказанной металлопродукции / А.В. Малафеев, А.А. Крубцова // Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. VI Междунар. науч.-техн. конф.: сб. статей (г. Иваново, 9-13 ноября 2015 г.). В 2 т. – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – Т.1. – С. 121-124.

52. Iuldasheva, A. Selection of the reconstruction options for industrial power supply system under uncertainty conditions on the basis of the game theory criteria / A. Iuldasheva, **A. Malafeev** // Mechanics, Materials Science & Engineering. – 2016. – Vol. 6. – 18 p.

53. Шепилова, О.Е. Подход к управлению потерями электроэнергии в территориальной сетевой организации на примере АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорска / О.Е. Шепилова, **А.В. Малафеев** // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019): IV Всерос. науч.-техн. конф.: сб. трудов. – Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019. – 1 опт. диск. – С. 148-151.

54. Щербакова, В.С. Формирование суточного графика нагрузки промышленной ТЭЦ с учётом результатов торговой сессии на ОРЭМ / В.С. Щербакова, **А.В. Малафеев** // Энергетики и металлурги настоящему и будущему России: Материалы 2-й Всерос. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и специалистов. – Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2019. – С. 176-180.

55. Кашкарова, Ю.С. Алгоритм выбора оптимального уровня напряжения на заводских подстанциях, оснащённых АСУ ТП [Электронный ресурс] / Ю.С. Кашкарова, **А.В. Малафеев** // Фёдоровские чтения–2019: XLIX Междунар. науч.-практ. конф. (Москва, 20-22 ноября 2019 г.). – М.: Изд. дом МЭИ, 2019. – С. 147-153.