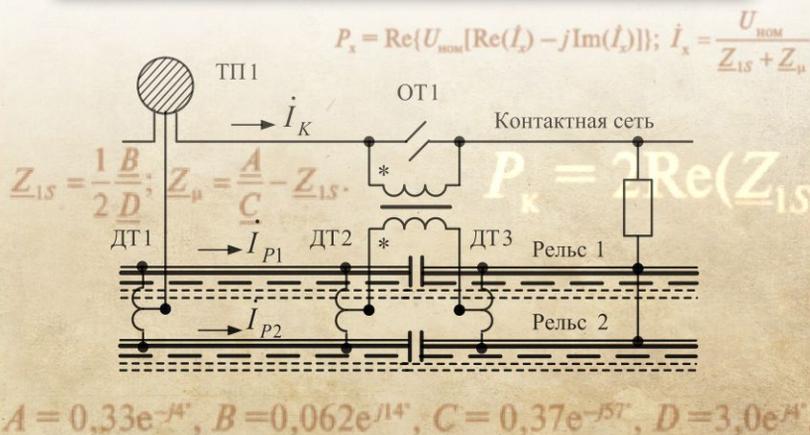


ТРЕХФАЗНАЯ СИСТЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ



МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕХФАЗНЫХ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА
Уральский государственный университет путей сообщения

ТРЕХФАЗНАЯ СИСТЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ

Под общей редакцией Б. А. Аржанникова

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕХФАЗНЫХ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Под редакцией А. В. Крюкова

Монография

MODELING OF THREE-PHASE TRACTION POWER SUPPLY SYSTEMS OF AC RAILWAYS

Under the editorship of A.V. Kryukov

Monograph

Екатеринбург
УрГУПС
2023

УДК 621.331

ББК 31.271

М74

Авторы: *А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, А. В. Черепанов,
А. Е. Крюков, Д. А. Середкин, И. А. Фесак*

Рецензенты: *И. Ф. Суворов*, д-р техн. наук, профессор кафедры
«Энергетика» Забайкальского государственного университета,
О. В. Арсентьев, канд. техн. наук, заведующий кафедрой
электропривода и электрического транспорта Иркутского
национального исследовательского технического университета

М74 **Моделирование трехфазных систем тягового электроснабжения железных дорог переменного тока** : монография / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, А. В. Черепанов [и др.] ; под ред. А. В. Крюкова. – Екатеринбург : УрГУПС, 2023. – 171, [1] с. – (Трехфазная система электрической тяги / под общ. ред. Б. А. Аржанникова).

ISBN 978-5-94614-532-9

Монография посвящена вопросам комплексного моделирования трехфазных систем тягового электроснабжения (СТЭ) железных дорог переменного тока на основе фазных координат. Представлено описание компьютерных моделей этих систем. Приведены результаты моделирования режимов и рассмотрены вопросы определения электромагнитных полей. Выполнено сравнение трехфазных систем с применяемыми на практике тяговыми сетями.

Монография предназначена научным сотрудникам и инженерам, работающим в области эксплуатации и проектирования систем электроснабжения железных дорог, может быть полезной студентам старших курсов, магистрантам и аспирантам технических вузов, обучающимся по направлениям подготовки «Системы обеспечения движения поездов» и «Электроэнергетика и электротехника».

This monograph deals with the issues of complex modeling of three-phase traction power supply systems of AC railways based on phase coordinates. The description of computer models of these systems is presented, the results of modeling the modes are provided and the issues of determining electromagnetic fields are given due consideration. A comparison of the three-phase systems with traction networks which are in practical use is carried out.

The monograph is intended for researchers and engineers engaged in the field of operation and design of railway power supply systems, it could be beneficial for students, undergraduate and postgraduate students majoring in “Train traffic operation systems” and “Electric power engineering and electrotechnics” education programmes.

УДК 621.311

ББК 31.271

Издано по решению редакционно-издательского совета университета

ISBN 978-5-94614-532-9

© Коллектив авторов, 2023

© Оформление. Уральский государственный
университет путей сообщения (УрГУПС), 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список сокращений.	5
Введение.	6
1. Особенности моделирования режимов различных систем тягового электроснабжения	12
1.1. Режимные особенности различных систем тяги	12
1.2. Режимные особенности СТЭ постоянного тока	13
1.3. Режимные особенности СТЭ переменного тока	15
1.4. СТЭ с экранирующими и усиливающими проводами	18
1.5. СТЭ с коаксиальными кабелями	21
1.6. СТЭ с отсасывающими трансформаторами	23
1.7. Трехфазная система тягового электроснабжения	26
Выводы.	27
2. Моделирование элементов СЭЖД решетчатыми схемами замещения	31
2.1. Общие принципы моделирования многопроводных систем	31
2.2. Моделирование многопроводной воздушной линии	35
2.3. Моделирование трансформаторов	41
Выводы.	46
3. Методы моделирования режимов объединенных систем тягового и внешнего электроснабжения	47
3.1. Методы расчета установившегося режима	47
3.2. Уравнения установившегося режима и их свойства	49
3.3. Основные положения моделирования электрической системы в фазных координатах	57
3.4. Примеры расчета простых схем методами симметричных составляющих и составляющих Кларк α , β , 0.	60
3.5. Особенности моделирования трехфазной СТЭ	69
Выводы.	73
4. Модели элементов систем тягового электроснабжения	74
4.1. Система 25 кВ	74
4.2. Система 2×25 кВ	77

4.3. СТЭ с экранирующими и усиливающими проводами	78
4.4. СТЭ с коаксиальными кабелями	80
4.5. СТЭ с отсасывающими трансформаторами	81
4.6. Трехфазная система тягового электроснабжения	83
4.7. Сравнение параметров разных систем тягового электроснабжения	86
Выводы.	87
5. Качество электроэнергии в электрических сетях с трехфазными системами тягового электроснабжения	88
5.1. Постановка задачи анализа качества электроэнергии в различных системах тяги переменного тока.	88
5.2. Расчеты показателей качества электроэнергии для разных систем тяги	89
5.3. Система электроснабжения реального участка дороги . . .	108
Выводы.	119
6. Электромагнитная обстановка в трехфазных тяговых сетях . . .	121
6.1. Методика анализа электромагнитной обстановки в тяговых сетях переменного тока	121
6.2. Моделирование ЭМП различных систем тягового электроснабжения	126
6.3. Высшие гармоники электромагнитного поля тяговых сетей разных систем	133
Выводы.	143
Заключение	145
Библиографический список	151

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- Smart grid – интеллектуальная сеть
АТ – автотрансформатор
ВГ – высшие гармоники
ВЛ – воздушная линия электропередачи
ВН – высшее напряжение
ИрГУПС – Иркутский государственный университет путей сообщения
КЗ – короткое замыкание
КЛ – кабельная линия
КС – контактная сеть
ЛЭП – линия электропередачи
МП – магнитное поле
НВ – нейтральная вставка
НН – низшее напряжение
ОП – обратный провод
ОТ – отсасывающий трансформатор
ПК – программный комплекс
ПКЭ – показатели качества электроэнергии
ПП – питающий провод
ПС – подстанция
РСЗ – решетчатая схема замещения
РР – рассечка рельсов
РЦ – рельсовая цепь
СН – среднее напряжение
СТЭ – система тягового электроснабжения
СЭЖД – система электроснабжения железной дороги
ТП – тяговая подстанция
ТС – тяговая сеть
ХХ – холостой ход
ЭДС – электродвижущая сила
ЭМБ – электромагнитная безопасность
ЭМО – электромагнитная обстановка
ЭМП – электромагнитное поле
ЭП – электрическое поле
ЭУП – экранирующие и усиливающие провода
ЭЭ – электроэнергия
ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Основная задача системы электроснабжения железной дороги (СЭЖД) состоит в экономичном и надежном электроснабжении тяги поездов и нетяговых потребителей без перегрузок основных элементов при обеспечении нормативного качества электроэнергии. Однако классическая система тягового электроснабжения 25 кВ создает для питающей электроэнергетической системы резкопеременные несимметричные и несинусоидальные нагрузки, часто приводящие к значительному превышению предельно допустимых показателей качества по несимметрии и несинусоидальности на шинах питающего напряжения тяговых подстанций.

Увеличение размеров движения и масс поездов, усугубляющее ситуацию с качеством электроэнергии, идет параллельно с ростом требования электроэнергетической системы (ЭЭС) по соблюдению показателей качества. Такая тенденция требует разработки новых устройств и систем тягового электроснабжения, позволяющих снизить искажающее воздействие тяговой нагрузки. Одним из перспективных направлений таких разработок является возможное внедрение трехфазной системы тягового электроснабжения (СТЭ) с двумя контактными подвесками и линейным напряжением в пределах 10–25 кВ.

Основная трудность реализации трехфазной СТЭ заключается в необходимости токосъема двумя токоприемниками при усложненной конструкции контактной сети. Имевшие место в прошлом попытки создания трехфазной СТЭ были прекращены из-за проблем токосъема при росте скоростей движения, сложностей устройства воздушных стрелок и отсутствия необходимых электронных компонентов [3].

Значительный прогресс в создании высоковольтных тириستоров и транзисторов в совокупности с новыми решениями по части токосъема и реализацией возможности однофазного варианта тяги в трехфазной тяговой сети может привести к возврату к трехфазной СТЭ, имеющей значительные преимущества. В этой связи большой интерес представляют режимные особенности трехфазных СТЭ, в частности показатели качества электроэнергии, связанные с движением поездов. Расчетное определение показателей в этом случае является единственным методом прогноза. Однако даже при наличии трехфазной системы расчетное определение показателей

качества не может быть заменено инструментальными измерениями ввиду их большой трудоемкости, высокой стоимости и неоднозначности результатов. Адекватное моделирование систем электроснабжения железных дорог позволяет избежать ошибок при расчете режимов, а улучшение методов и средств анализа обеспечивает повышение эффективности использования энергетических ресурсов и дает результаты, равносильные эффекту от сооружения дополнительных генерирующих установок.

Принятая в практике расчетов режимов СТЭ токовая постановка моделирования тяговой нагрузки приводит к погрешностям расчетов, связанным с зависимостью скорости движения поезда от напряжения на токоприемнике при заданном токе электровоза. Кроме того, корректное определение углов основной гармоники тока электровозов относительно напряжения на токоприемниках требует итерационного уточнения в процессе расчетов. Наибольшие погрешности токового представления возникают при определении пропускной способности участков по системе электроснабжения, поскольку ограничением обычно является напряжение на токоприемнике электровоза.

Представление тяговой нагрузки потребляемыми активной и реактивной мощностями выгодно отличается от токовой постановки двумя факторами: автоматическим учетом угла между напряжением и током электровоза и отсутствием известной зависимости скорости движения поезда от напряжения.

Упрощенное представление сети внешнего электроснабжения в форме реактансов короткого замыкания приводит к отсутствию взаимосвязи между тяговыми подстанциями по внешней сети. Такое положение может быть приемлемо при ЭЭС с мощностями короткого замыкания (КЗ) более 1000 МВ·А. При меньших мощностях требуется учет внешней сети даже при тяге постоянного тока с 6- и 12-пульсовыми преобразователями, а при тяге переменного тока с ее несимметричными нагрузками необходим тем более.

Расчеты режимов однофазно-трехфазных систем, к которым относятся СЭЖД переменного тока, требуют рассмотрения процессов в фазных координатах. При этом расчет режима многопроводной системы с учетом взаимных электрических и магнитных влияний позволяет определить наведенные напряжения на смежных проводах и решить проблему электромагнитной совместимости смежных линий. Определение потерь мощности в различных элементах ЭЭС при несимметричных нагрузках также требует

пофазного рассмотрения элементов; простое наложение потерь от симметричных составляющих иногда просто неприемлемо. Например, в трансформаторах из-за несимметрии магнитопровода симметричное входное напряжение создает несимметричную систему токов.

Применяемый для расчетов несимметричных режимов трехфазных электрических систем метод симметричных составляющих [16] основан на составлении трех однолинейных схем замещения для составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей с последующим расчетом режима каждой схемы и наложением трех решений. Для этого требуется нетривиальный подход для каждой конкретной задачи, что существенно усложняет формализацию и затрудняет реализацию программных средств расчета режимов. Кроме того, метод реально применим только в случае простых однократных несимметрий, а при увеличении их числа значительно возрастают сложности использования метода симметричных составляющих.

В течение ряда лет в Иркутском государственном университете путей сообщения [13–15, 32–53, 65–85, 101, 102, 108, 113, 117, 118, 140–142, 150–161, 163, 164, 166, 168, 173, 174, 184–186, 190–195] проводилась разработка методов, алгоритмов и программных средств, предназначенных для расчетов режимов объединенных систем тягового и внешнего электроснабжения в фазных координатах с решением следующих задач:

- создание общих принципов моделирования решетчатыми схемами замещения статических многопроводных элементов со взаимоиндуктивными и емкостными связями; к таким элементам относятся воздушные линии электропередачи, многопроводные тяговые сети, кабельные линии электропередачи (ЛЭП) различного конструктивного исполнения, однофазные и трехфазные силовые и измерительные трансформаторы с произвольным соединением обмоток и учетом конфигурации магнитной системы;

- разработка алгоритмов объединения моделей элементов в расчетную схему и определения режимов;

- создание методов анализа электромагнитной совместимости и безопасности в системах электроснабжения на базе разработанных моделей;

- разработка методов имитационного моделирования работы систем тягового и внешнего электроснабжения при движении поездов;

– разработка методов расчета несинусоидальных режимов СЭЖД, создаваемых перемещающимися в пространстве тяговыми нагрузками;

– реализация разработанных моделей и методов в программных комплексах расчетов режимов и анализа электромагнитной совместимости, обеспечивающая решение актуальных практических задач, возникающих при проектировании и эксплуатации СЭЖД и ЭЭС.

Разработанные методы реализованы в программном комплексе «Fazonord» [117, 118]. Проверка адекватности предложенных методов и алгоритмов основывалась на вычислительных экспериментах, проводимых на базе специально разработанных программ для ЭВМ для реальных и эквивалентных схем ЭЭС и СЭЖД. Достоверность полученных результатов подтверждена сопоставлением с аналитическими расчетами, а также с расчетами по известным программам, прошедшим полномасштабную опытную проверку. Кроме того, проводилось сравнение с результатами натурных экспериментов в системах электроснабжения главного хода Восточно-Сибирской железной дороги и западного участка Байкало-Амурской железнодорожной магистрали. В частности, проведены сравнения с результатами, получаемыми в программных комплексах Nord и Kortex (ВНИИЖТ), ТКЗ LPI (Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого), СДО-6 (Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН), Mustang-95 по следующим направлениям:

- моделирование режимов работы ЭЭС и СЭЖД;
- расчеты однофазных и двухфазных коротких замыканий;
- расчеты симметричных и несимметричных нагрузочных режимов электроэнергетических систем.

Расхождения в результатах расчетов в сопоставимых случаях составили доли процента по уровням напряжений в узлах, а также величинам токов и потоков мощности [46, 49, 68]. В экспериментальных исследованиях получено приемлемое для практических целей совпадение расчетных и измеренных параметров.

Описанные выше разработки позволяют моделировать практически любые силовые элементы систем тягового электроснабжения железных дорог переменного тока с получением полносвязной решетчатой схемы замещения элемента, представленной набором проводимостей ветвей и шунтов узлов, с дальнейшим объединением элементов в единую расчетную схему и проведением моделирования

при движении поездов. Такой подход позволяет моделировать и трехфазную СТЭ совместно с системой внешнего электроснабжения. Построение нескольких моделей с разными тяговыми сетями при одинаковых продольных профилях пути и массах поездов делает возможным сопоставление режимных параметров и показателей качества электроэнергии. Это направление является определяющим в монографии.

Первая глава содержит описания режимных особенностей различных систем тягового электроснабжения, которые необходимо учитывать при моделировании. Рассмотрены особенности семи видов СТЭ:

- постоянного тока;
- классическая система однофазного тока 25 кВ;
- СТЭ 2×25 кВ;
- система 25 кВ с экранирующими и усиливающими проводами;
- СТЭ 25 кВ с коаксиальными кабелями;
- СТЭ 25 кВ с отсасывающими трансформаторами;
- перспективная трехфазная СТЭ.

Во второй главе представлены общие принципы моделирования в фазных координатах силовых элементов СТЭ и ЭЭС, включая линии электропередачи и тяговые сети железной дороги, а также трансформаторы различных конструкций.

Третья глава описывает основные особенности алгоритма объединения моделей элементов электрических систем в расчетную схему, отображаемую на экране монитора, а также применяемые уравнения установившегося режима. На простых примерах показаны сложности использования для расчетов несимметричных режимов методами симметричных составляющих и составляющих Эдит Кларк.

В главе 4 представлены описания используемых моделей тяговых сетей, приведены результаты расчетов сопротивлений ТС и наводимых напряжений на смежной линии в сопоставлении с трехфазной СТЭ. Обращено внимание на обычно опускаемые в учебниках и монографиях особенности определения их параметров. В частности, понятие сопротивления относится к двухполюснику и привязано к его узлам для напряжения и к сечению для тока. Понятие индуктивности вводится для контура из тонкого провода как коэффициент пропорциональности между магнитным потоком внутри него и током. Взаимная индуктивность связывает магнитный поток

внутри одного контура, созданного током другого, при этом контуры должны быть замкнутыми. В многопроводной системе выделение необходимой пары узлов, соответствующего сечения провода (или проводов), выделение контуров, часто замыкающихся через землю, является ответственной задачей.

В пятой главе представлены результаты сравнительного моделирования СТЭ 25 кВ, 2×25 кВ, 25 кВ с ЭУП и трехфазной СТЭ для анализа показателей качества электроэнергии по отклонениям, несимметрии и несинусоидальности напряжений. В качестве модели во всех вариантах рассмотрена одна и та же межподстанционная зона с принятым профилем пути с разными системами тяги с движением поездов одинаковых масс, с питанием тяговой сети от двух тяговых подстанций, подключенных к сети внешнего электроснабжения 220 кВ. Кроме того, описаны результаты моделирования реального участка железной дороги с 24 тяговыми подстанциями протяженностью 1114 км при электрификации по классической системе 25 кВ и при трехфазной тяге.

В шестой главе обсуждаются особенности электромагнитных полей систем 25 кВ, 2×25 кВ, 25 кВ с ЭУП и трехфазной СТЭ на основной частоте и на высших гармониках.

1. ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Режимные особенности различных систем тяги

В дальнейших рассуждениях предполагается, что схемы ЭЭС и СТЭ заданы набором узлов и ветвей, а напряжения и токи – либо синусоидальные, либо постоянные значения. Для переменного тока удобно оперировать комплексными величинами для напряжений, токов, мощностей и сопротивлений. Напряжения и токи обычно задают действующими значениями.

Режимом объединенной системы тягового и внешнего электро-снабжения называется состояние, характеризуемое набором параметров. Если параметры постоянны во времени или меняются по периодическому закону с неизменными действующими значениями, то режим называют установившимся. Предполагая задание системы набором узлов и ветвей (то есть осуществляя переход к какой-либо схеме замещения), можно охарактеризовать установившийся режим набором следующих параметров:

- напряжения в узлах схемы, под которыми подразумеваются разности потенциалов узла и земли, имеющей нулевой потенциал;
- токи ветвей;
- потоки мощностей по элементам схемы; входящий и выходящий потоки обычно различаются;
- потери мощности в элементах схемы;
- мощности, потребляемые нагрузками, которые могут задаваться постоянными величинами или же изменяющимися при вариациях напряжения по статическим характеристикам;
- мощности генераций в источниках энергии, которые могут задаваться постоянными величинами или же вычисляться для обеспечения закона сохранения энергии; в последнем случае узлы называют балансирующими.

При расчетах режимов систем электроснабжения железной дороги частота сети считается постоянной величиной.

На отечественных железных дорогах используются следующие СТЭ: постоянного тока напряжением 3 кВ (рис. 1.1, а), однофазного

переменного тока 25 кВ (рис. 1.1, б) и автотрансформаторная 2×25 кВ (рис. 1.1, в). Вариантом классической СТЭ 25 кВ является система с экранирующими и усиливающими проводами.

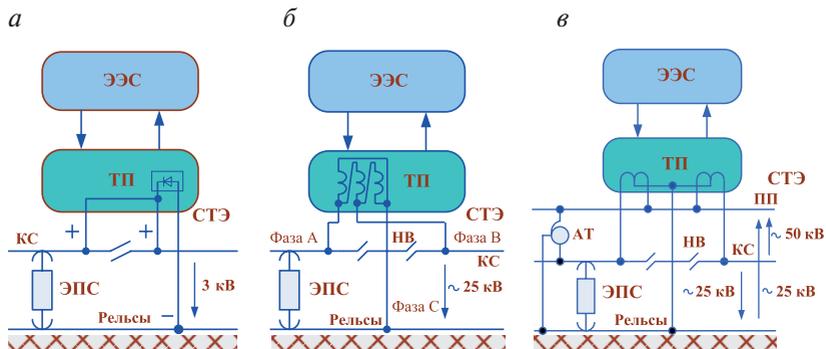


Рис. 1.1. Виды СТЭ отечественных железных дорог

В Канаде, США и ЮАР применяются СТЭ переменного тока 50 кВ промышленной частоты. В Германии, Швейцарии, Швеции, Австрии и Норвегии используется система переменного тока на напряжении 15 кВ пониженной частоты $16\frac{2}{3}$ Гц, которая реализуется в двух разновидностях: с генераторами специальной конструкции или со статическими преобразователями [149]. Основным потребителем энергии в любой СТЭ является электроподвижной состав, создающий тяговое усилие, необходимое для движения поездов.

Тяговые сети различного вида обладают рядом специфических режимных особенностей, которые в следующих главах сопоставляются с трехфазной тяговой сетью. Тяговые сети 15 кВ $16\frac{2}{3}$ Гц не рассматриваются.

1.2. Режимные особенности СТЭ постоянного тока

Система тягового электроснабжения постоянного тока обладает рядом достоинств:

- сравнительно высокий коэффициент мощности тяговых подстанций;
- симметричная загрузка фаз внешней сети;

- достаточно простые электровозы;
- слабое электромагнитное влияние на смежные устройства;
- отсутствие реактивных потоков по тяговым сетям.

Основные недостатки СТЭ постоянного тока определяются следующими обстоятельствами:

- низкий уровень напряжения тяговой сети и малые расстояния между тяговыми подстанциями, в среднем 15 км;
- значительное гальваническое влияние на подземные коммуникации (оболочки кабелей, трубопроводы и др.), устройства пути (крепёжные элементы) и на подземные части опор контактной сети, что приводит к их коррозии;

- относительно большое сечение проводов КС и значительный расход цветных металлов;

- сложность тяговых подстанций;

- наличие пусковых реостатов на электроподвижном составе, приводящее к значительным потерям при пуске, что особенно проявляется на ЭПС пригородного сообщения с частыми остановками.

Тяговую систему постоянного тока повышенного напряжения, по сравнению с системой с напряжением 3 кВ, отличает более сложное устройство электровозов, которые при асинхронном приводе должны содержать автономный инвертор с регулируемой частотой, и необходимость использования силового преобразователя постоянного тока. Сдерживающим фактором для внедрения такой системы являются: во-первых, потери электроэнергии в преобразователях постоянного тока 6, 12, 24 кВ/3 кВ (см. журнал «Железнодорожный транспорт, № 3, 2022»); во-вторых, необходимость применения высоковольтных управляемых тиристоров или транзисторов; в-третьих, необходимость реконструкции тяговых подстанций и подвижного состава; в-четвертых, явление электрокоррозии подземных сооружений.

Вариант СТЭ постоянного тока повышенного напряжения имеет значительное преимущество перед однофазной тягой переменного тока, заключающееся в улучшении показателей качества электроэнергии в части симметрии и синусоидальности трехфазных напряжений.

С позиций расчета режимов основная проблема СТЭ постоянного тока состоит в нелинейности выпрямительно-инверторных преобразователей (ВИП), пропускающих ток только в одном направлении, что ограничивает возможности применения в качестве одной из частей модели ВИП источника электродвижущей силы

(ЭДС), величина которой прямо связана с напряжениями питающей трехфазной сети.

Вторая проблема заключается в необходимости отработки ситуации при наличии рекуперировующих поездов, когда имеются выпрямители и инверторы с возможным вариантом питания последних от выпрямителей. Эта проблема решается заданием условного напряжения холостого хода инверторов, превышающего аналогичный параметр для выпрямителей. Величина такого превышения не должна выходить за пределы нескольких десятков вольт, иначе может возникнуть «мертвая зона», когда заперты и выпрямители, и инверторы. В примерах известного программного комплекса Кортэс напряжения холостого хода инверторов задаются превышающими аналогичные параметры для выпрямителей всего на 20 В, хотя напряжения включения инверторов в исходных данных заданы равными 3,75 кВ. Расчеты показывают, что в ПК Кортэс реализовано включение инверторов при напряжении фидера контактной сети, превышающего напряжения холостого хода.

Третья проблема состоит в необходимости стыкования уравнений, описывающих подсистемы постоянного и переменного токов. В отечественных разработках внешнее электроснабжение обычно представлено только эквивалентными источниками ЭДС с внутренним сопротивлением, определяемым параметрами питающей сети.

Возможное применение программных комплексов расчетов режимов, аналогичных системе MatLab, сталкивается с отсутствием в таких системах адекватных моделей элементов в фазных координатах, ограниченностью размеров анализируемых схем и усложненной процедурой подготовки исходной информации.

Один из путей решения указанных проблем реализован в программном комплексе (ПК) Fazonord версии 5.0, где имеются средства для моделирования элементов и возможности расчетов режимов схем большой размерности.

1.3. Режимные особенности СТЭ переменного тока

Классическая система однофазного переменного тока 25 кВ. По сравнению с системой 3 кВ система СТЭ переменного тока 25 кВ позволяет повысить коэффициент полезного действия, уменьшить потери напряжения в тяговых сетях, снизить сечение контактных

подвесок и увеличить расстояния между подстанциями. Упрощенная схема одной межподстанционной зоны СТЭ 25 кВ приведена на рис. 1.2. Основной режимной особенностью системы является наличие однофазных тяговых нагрузок, изменяющихся во времени и перемещающихся в пространстве, что приводит к несимметрии токов и напряжений во внешней трехфазной сети.

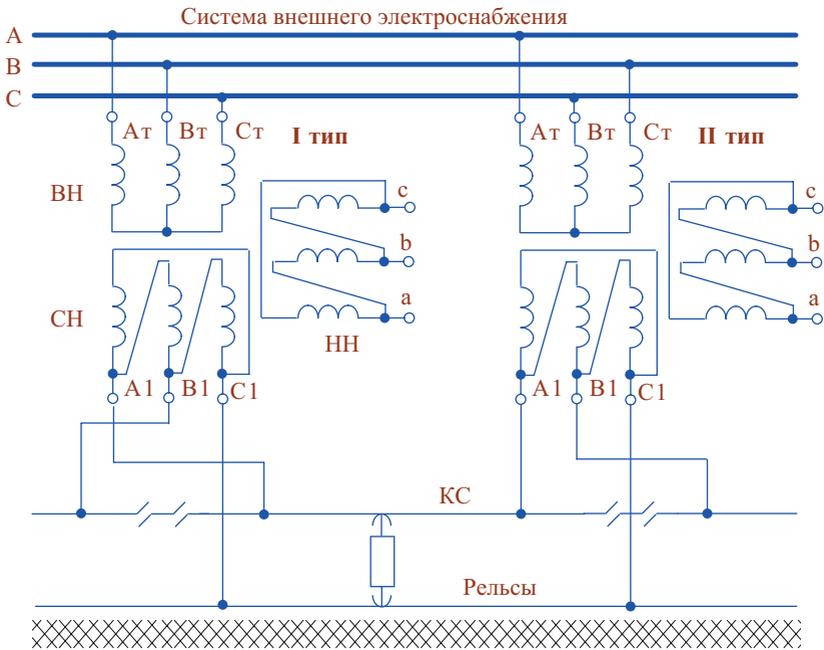


Рис. 1.2. Схема питания МПЗ СТЭ переменного тока 25 кВ

Наличие на электровозе силового трансформатора и однофазного преобразовательного агрегата приводит к двум режимным проблемам: возникает значительное реактивное потребление и большая несинусоидальность потребляемого электровозом тока. Работа преобразователя в режиме инвертора приводит к обострению указанных проблем.

Наличие многократной несимметрии в системе тягового электроснабжения переменного тока требует расчета режима в фазных координатах. Такие модели разработаны и использованы в программном комплексе Fazonord [118], позволяющем производить

расчеты режимов объединенных систем внешнего и тягового электроснабжения переменного тока.

Расчеты режимов СТЭ 25 кВ требуют использования в фазных координатах моделей трехфазных тяговых трансформаторов и линий внешнего электроснабжения, а также однофазных тяговых сетей с заземленными рельсами.

Система электроснабжения 2×25 кВ имеет ряд преимуществ перед классической СТЭ 25 кВ:

- меньшие токи при сходных нагрузках;
- сниженные потери напряжения и мощности в тяговой сети, что приводит к возможности удлинения межподстанционной зоны до 80...100 км;
- значительно меньшее электромагнитное влияние на смежные линии;
- возможность независимого регулирования напряжения на смежных плечах питания тяговой подстанции.

Фрагмент схемы СТЭ 2×25 кВ показан на рис. 1.3. Моделирование этой системы требует использования моделей однофазных тяговых трансформаторов с расщепленной обмоткой и автотрансформаторов, а также тяговой сети с питающим проводом. Эти возможности реализованы в ПК Fazonord, позволяя рассчитывать режимы СТЭ, включающие в свой состав участки как системы СТЭ 25 кВ, так и 2×25 кВ, совместно с внешним электроснабжением.

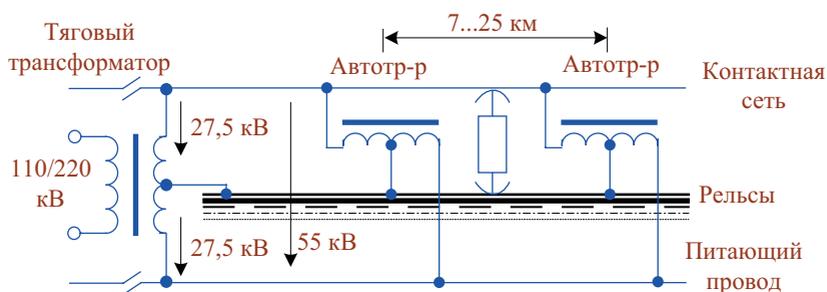


Рис. 1.3. Фрагмент схемы СТЭ 2×25 кВ

С позиций расчета режимов с учетом движения поездов возможно моделирование и более сложных систем переменного тока, в том числе систем с симметрирующими устройствами на основе трансформаторов Скотта, Вудбриджа, Мамошина, Кюблера, Леблана,

а также схемы Штейнмеца. Однако при этом в качестве исходных данных требуются специфические параметры короткого замыкания трансформаторов. Возможно моделирование режимов и СТЭ повышенного напряжения.

1.4. СТЭ с экранирующими и усиливающими проводами

Контактная сеть с экранирующими и усиливающими проводами разработана в Ростовском государственном университете путей сообщения совместно с Северокавказской железной дорогой в 1975 г. В дальнейшем она усовершенствована сотрудниками ВНИИЖТа, МИИТа, Трансэлектропроекта. В 1990 г. экранирующими проводами было оборудовано 560 км на Северокавказской и Горьковской железных дорогах, в начале 2000-х гг. по системе с ЭУП электрифицирован участок Красноярской железной дороги [12].

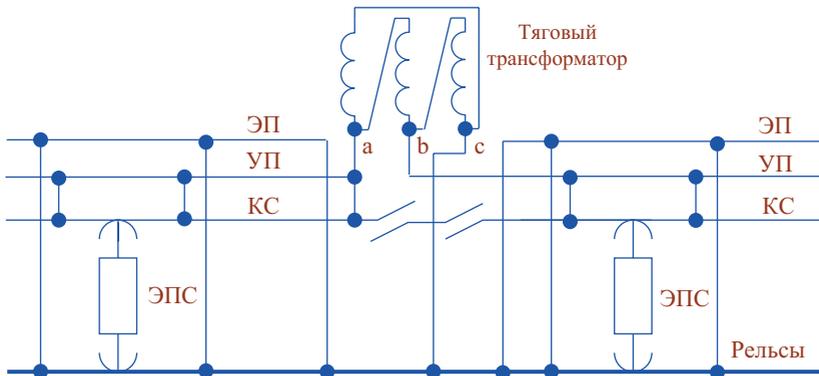


Рис. 1.4. Система тягового электроснабжения с экранирующим (ЭП) и усиливающим (УП) проводами

В системе с ЭУП контактная сеть каждого пути оборудуется двумя дополнительными проводами, которые подвешиваются с полевой стороны опор (рис. 1.4). Экранирующий провод соединяется со средними точками дроссель-трансформаторов с оптимальным расстоянием между заземлениями 4,0...4,5 км. Также могут применяться отдельные заземлители, расположенные у каждой четвертой

опоры контактной сети. Усиливающий провод электрически соединяется с контактной сетью.

Система с ЭУП обладает небольшим электрическим сопротивлением, что обеспечивает более стабильный уровень напряжения на токоприемнике электровоза и снижение потерь электроэнергии в тяговой сети. Она обладает более низким уровнем электромагнитного влияния на смежные линии. Идея такой системы заключается в том, что экранирующий провод образует короткозамкнутый контур, индуктивно связанный с контактной сетью, что снижает индуктивное сопротивление тяговой сети (ТС). Этот провод располагают как можно ближе к контактной подвеске (рис. 1.5), что способствует уменьшению индуктивного сопротивления, поскольку магнитное поле контактной сети (КС) компенсируется полем экранирующего провода, ток в котором протекает в противоположном направлении.

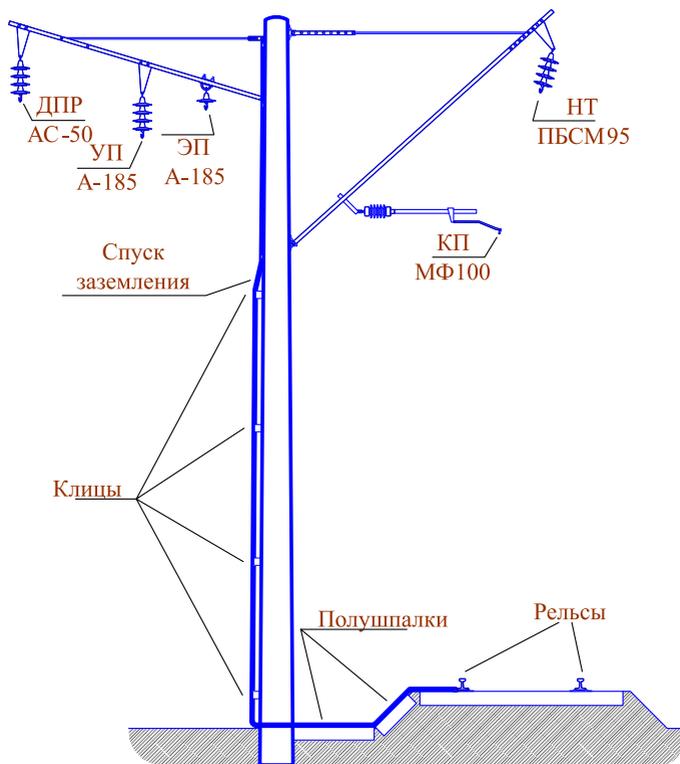


Рис. 1.5. Схема размещения усиливающего и экранирующего проводов

Для уменьшения сопротивления тяговой сети и повышения ее пропускной способности используется усиливающий провод, соединенный с контактной подвеской. Пространственное расположение проводов системы с ЭУП показано на рис. 1.6, где усиливающий провод присоединен к контактной сети шунтирующей перемычкой, а слева на опоре подвешен провод системы ДПР.



Рис. 1.6. Внешний вид системы с ЭУП

Опыт эксплуатации подтвердил достоинства ЭУП. Особенно велика эффективность такой тяговой сети для высокоскоростных магистралей. С начала 90-х гг. XX в. такая система стала использоваться в Германии и Испании. Особенно интенсивно она внедряется в Германии на линиях Ганновер-Вюрцбург и Мангейм-Штутгарт с высокоскоростными экспрессами.

Вместе с тем большое количество проводов контактной сети с ЭУП приводит к усложнению эксплуатации. Кроме того, присоединение электрического поля (ЭП) к рельсам может привести к шунтированию рельсовых цепей автоблокировки и к несимметрии тягового тока в рельсовых нитях, что негативно сказывается на работе рельсовых цепей. Последнее обстоятельство связано также

с магнитным взаимодействием в сложной системе проводов. Известно, что тяговый ток стекает с рельсов в землю на расстоянии не более нескольких километров от поезда, поэтому в рельсах протекают в основном индуцированные токи. Из-за несимметричного расположения рельсовых нитей соседнего пути по отношению к влияющей контактной сети токи в них отличаются друг от друга, причем во внешней рельсовой нити ток больше.

С точки зрения моделирования режимов такой системы особых сложностей не возникает, поскольку принятая в ПК Fazonord концепция многопроводной линии позволяет задавать любое пространственное расположение параллельных друг другу проводов. Одновременно можно получать величины наводимых напряжений на смежной линии, если ее провода включены в состав многопроводной системы.

1.5. СТЭ с коаксиальными кабелями

Значительная индуктивность тяговой сети переменного тока может быть существенно снижена, если в качестве экранирующего и усиливающего проводов использовать коаксиальный кабель по схеме рис. 1.7.

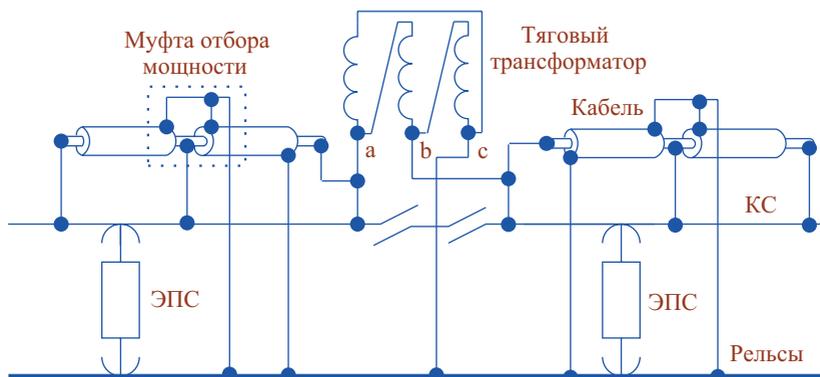


Рис. 1.7. СТЭ переменного тока с коаксиальным кабелем

В такой конструкции снижается индуктивное сопротивление тяговой сети и потери напряжения. Меньшие потери напряжения обусловлены тем, что кабель обладает значительной зарядной мощностью,

компенсирующей индуктивную мощность электроподвижного состава. Жила кабеля через определенные расстояния соединяется с контактной сетью, а экран с рельсами — через дроссель-трансформаторы. СТЭ с кабелем характеризуется малыми электрическим и магнитным влияниями на смежные электрические линии вследствие уравновешенности магнитных полей прямого и обратного токов.

Недостатком этой системы является высокая стоимость кабельной линии и сложность сооружения многочисленных устройств отбора мощности.

Коаксиальный кабель может применяться и в автотрансформаторной системе тягового электроснабжения [120]. Схема содержит коаксиальный кабель, имеющий два экрана: внешний и внутренний (рис. 1.8).

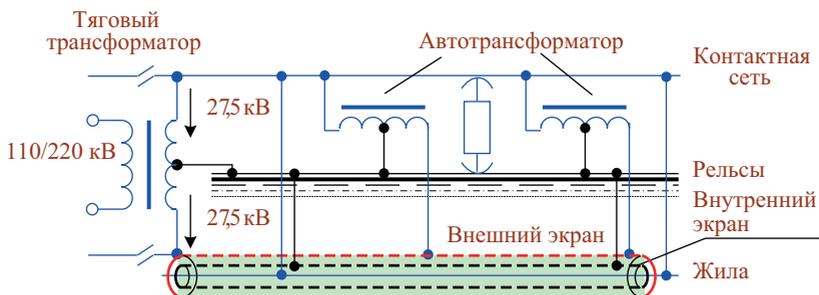


Рис. 1.8. Автотрансформаторная СТЭ с коаксиальным кабелем

Внутренний экран присоединяется к рельсам, а центральная жила — к контактному проводу. Внешний экран выполняет роль питающего провода. При прохождении ЭПС в зоне между двумя автотрансформаторными пунктами транзитный тяговый ток от источника протекает по внешнему экрану и его жиле, т. е. по симметричной цепи, обладающей малым индуктивным сопротивлением и значительной зарядной мощностью, а также минимальным электромагнитным влиянием на смежные ЛЭП.

Моделирование режимов систем с коаксиальными кабелями может выполняться с использованием модели кабеля в форме многопроводной системы, содержащей ряд проводов для экрана. Поскольку количество проводов модели кабеля оказывается большим — несколько десятков, — то расчет режима такой схемы с помощью ПК Fazonord может занимать значительное время.

1.6. СТЭ с отсасывающими трансформаторами

В системах тягового электроснабжения 25 кВ для снижения напряжения магнитного влияния применяют отсасывающие трансформаторы (ОТ), увеличивающие взаимосвязь между контактной сетью и рельсами [110]. При этом тяговый ток вместо возврата через землю протекает по рельсам или по специальному обратному проводу. Уменьшение расстояния между контактной сетью и цепью обратного тока приводит к снижению магнитного поля тяговой сети и наводимых напряжений на смежные линии.

На практике применяются два варианта включения отсасывающих трансформаторов: в рассечку рельсов и в разрыв специального обратного провода (рис. 1.9).

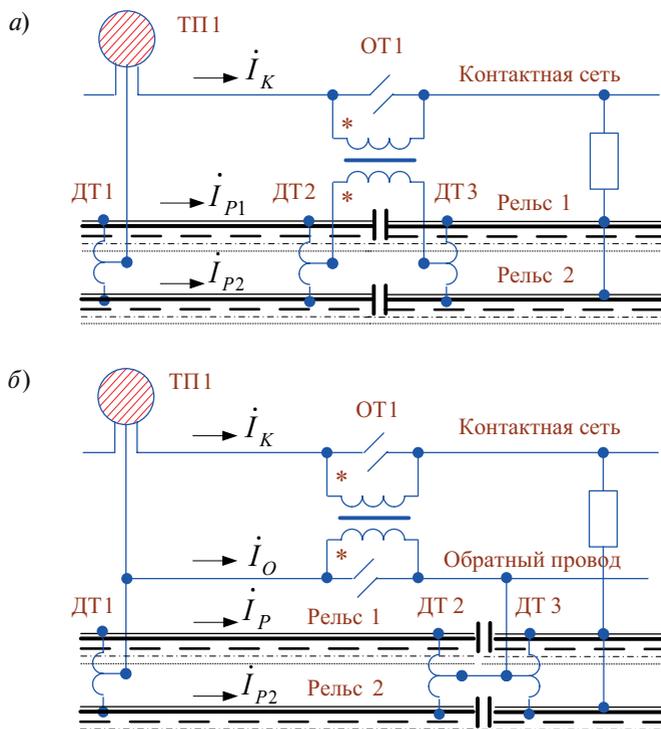


Рис. 1.9. Схемы включения ОТ на однопутном участке:
а – включение ОТ в рассечку рельсов; *б* – ОТ с обратным проводом;
 ДТ1, ДТ2, ДТ3 – дроссель-трансформаторы

Коэффициент трансформации отсасывающих трансформаторов обычно равен единице. Согласно данным, приведенным в работе [110], величина сопротивления нагрузки вторичной обмотки составляет в схеме рис. 1.9, *а* доли O_m , в схеме рис. 1.9, *б* – 1...3 Ом. Таким образом, режим работы ОТ близок к короткому замыканию, как у трансформатора тока. В обеих схемах токи в обмотках трансформатора практически противофазны, а напряжения на них сравнительно небольшие. Для эффективного использования обратного провода он должен монтироваться как можно ближе к контактной подвеске. Оптимальное расстояние между отсасывающими трансформаторами, включенными в рассечку рельсов, равно 3 км, а для системы с обратным проводом оно составляет 4,5 км [110].

Одиночный обратный провод выполняют обычно проводами А-185 или А-150, а расщепленный – двумя проводами АС-95 или А-120 и подвешивают на типовых консолях с помощью одного или двух (при расщеплении) изоляторов. При наличии проводов ЛЭП продольного электроснабжения нетяговых потребителей обратные провода размещают обычно ниже этих токоведущих частей.

Отсасывающий трансформатор характеризуется параметрами, аналогичными однофазному силовому трансформатору, поэтому его моделирование сложности не вызывает. В частности, однофазный двухобмоточный трансформатор ОМО-800/35 имеет следующие параметры: номинальная мощность 800 кВ·А, напряжения обмоток 1,05 кВ, напряжение короткого замыкания 8,5 %.

Модель тяговой сети двухпутного участка дороги для расчетов режимов в простейшем варианте содержит модели четырех проводов контактной подвески, двух обратных проводов, четырех рельсовых нитей и провода смежной линии. Последний нужен для сопоставления наводимых напряжений с другими вариантами СТЭ переменного тока.

Дроссель-трансформатор рельсовых цепей значительно отличается от силовых трансформаторов, поэтому для его моделирования в ПК Fazonord используется особый подход с приведением справочных данных к формату силового трансформатора [31]. Алгоритм моделирования включает следующие этапы.

1. По справочным А-параметрам дроссель-трансформатора, как четырехполюсника *A*, *B*, *C*, *D*, определяются комплексные сопротивления короткого замыкания и ветви намагничивания:

$$\underline{Z}_{1S} = \frac{1}{2} \frac{B}{D}; \underline{Z}_{\mu} = \frac{A}{C} - \underline{Z}_{1S}.$$

2. В случае задания параметров для частоты, отличной от 50 Гц, мнимые части полных сопротивлений \underline{Z}_{1S} и \underline{Z}_{μ} , которые должны быть положительными и существенно превышать вещественные, пересчитываются на частоту 50 Гц.

3. Номинальное напряжение равно сопротивлению на частоте 50 Гц, умноженному на номинальный ток первичной обмотки дроссель-трансформатора (составленной из двух полуобмоток). Вторичную обмотку рельсовых цепей для целей анализа режимов в ТС и смежных линиях можно не рассматривать, поскольку загрузка этой обмотки на частоте 50 Гц мала. Параметры трансформатора определяются через номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ по следующим формулам:

– потери короткого замыкания

$$P_{\text{к}} = 2\text{Re}(\underline{Z}_{1S})I_{\text{НОМ}}^2;$$

– напряжение короткого замыкания

$$U_{\text{к}} = \frac{2|\underline{Z}_{1S}|I_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100;$$

– потери и ток холостого хода

$$P_{\text{x}} = \text{Re}\{U_{\text{НОМ}}[\text{Re}(\dot{I}_{\text{x}}) - j\text{Im}(\dot{I}_{\text{x}})]\}; \dot{I}_{\text{x}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\underline{Z}_{1S} + \underline{Z}_{\mu}}.$$

Наиболее распространенный дроссель-трансформатор ДТ-1-300 имеет следующие параметры [124]: номинальный ток первичной обмотки 300 А; сопротивление на частоте 50 Гц 1,0 Ом; первичная обмотка содержит 5+5 витков, вторичная – 30 витков провода. А-параметрам при частоте 25 Гц отвечают следующие значения:

$$A = 0,33e^{-j4^\circ}, B = 0,062e^{j14^\circ}, C = 0,37e^{-j57^\circ}, D = 3,0e^{j4^\circ}.$$

Эти параметры, однако, приводят к практически активному сопротивлению короткого замыкания и почти одинаковым активному и реактивному сопротивлениям ветви намагничивания, поэтому они корректируются по углам и модулям; последнее требуется для выполнения принципа взаимности четырехполюсника $\underline{AD} - \underline{BC} = 1$. Для моделирования приняты следующие параметры дроссель-трансформатора ДТ-1-300: $A = 0,341e^{-j4^\circ}$, $B = 0,062e^{j81^\circ}$,

$C = 0,37e^{-j82^\circ}$, $D = 3,0e^{j4^\circ}$; $I_{\text{ном}} = 300$ А; сопротивление на 50 Гц 1,0 Ом; $U_{\text{ном}} = 300$ В (по 150 В для полуобмоток).

В итоге модель дроссель-трансформатора характеризуется следующими параметрами: $S_{\text{ном}} = 300$ кВ·А, номинальное напряжение первичной обмотки 150+150 В, напряжение короткого замыкания 13,5 %, потери короткого замыкания 4,65 кВт, ток холостого хода 30 %, потери холостого хода 17,25 кВт. При проверке этой модели в режимах холостого хода и короткого замыкания она имела режимные параметры, отличающиеся от заданных не более чем на 2 %.

1.7. Трехфазная система тягового электроснабжения

Трехфазная система тягового электроснабжения, подробно описанная в работе [3], в будущем может составить конкуренцию тяге переменного тока 25 кВ. Для ее реализации необходима специальная контактная сеть с двумя контактными проводами для каждого пути и трехфазные электровозы переменного тока. В качестве третьего провода используются рельсы (рис. 1.10).

Важнейшими элементами трехфазной системы являются тяговые подстанции с трехфазными тяговыми трансформаторами и трехфазные тяговые сети. К внешнему электроснабжению каких-

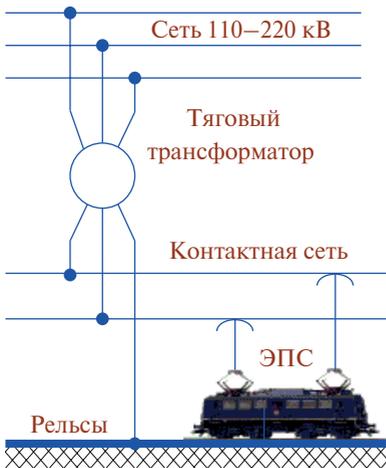


Рис. 1.10. Схема питания трехфазного электровоза

либо требований не предъявляется, оно остается таким же, как и для однофазной тяговой сети переменного тока: сеть 110 или 220 кВ, к тому же с отсутствием проблемы несимметрии и с пониженным уровнем генерируемых трехфазным электровозом токов гармоник. Тяговый трансформатор целесообразно выполнять по схеме Y/Δ . Трехфазная симметричная нагрузка тяговой сети обеспечивает полное использование трансформаторной мощности в отличие от однофазной тяги. Несимметричная тяговая сеть (два контактных провода и третий провод — тяговый рельс)

будет вносить некоторую несимметрию, однако технические сложности альтернативного устройства токосъема с трех проводов явно перевешивают недостатки несимметричной сети.

С режимной точки зрения конструктивные особенности двухпроводного токосъема особого значения не имеют. Для вносимой трехфазным электровозом несинусоидальности важна используемая схема выпрямления; в этом плане ввиду ограниченности полезного объема локомотива можно ожидать применения шестипульсовой мостовой схемы выпрямительно-инверторного блока, обладающей хорошим коэффициентом использования трансформаторной мощности при сравнительно низком уровне генерируемых гармоник. Дополнительные преимущества трехфазной системы по сравнению с однофазной состоят в следующем:

- отсутствие необходимости в продольной емкостной компенсации из-за втрое сниженных токов тяговой сети и повышенной емкостной генерации, снижающей реактивное потребление;
- увеличенная пропускная способность железной дороги по системе электроснабжения.

Несмотря на симметричность электровоза как трехфазной нагрузки применение для расчетов режимов метода симметричных составляющих практически невозможно ввиду несимметричности тяговой сети, одним из проводов которой являются рельсы и земля. Использование фазных координат позволяет рассчитывать режимы объединенных систем однофазного и трехфазного тягового электроснабжения и системы внешнего электроснабжения.

Выводы

1. На отечественных железных дорогах используются следующие системы тягового электроснабжения: постоянного тока 3 кВ, однофазного переменного тока 25 кВ – и автотрансформаторная СТЭ 2×25 кВ. Тяговая сеть 25 кВ с ЭУП позволяет усилить тяговую сеть для повышения пропускной способности железной дороги. Трехфазное тяговое электроснабжение может оказаться хорошей альтернативой для развития СТЭ.

2. С режимной точки зрения тяга постоянного тока обладает следующими преимуществами:

- симметричная загрузка фаз системы внешнего электроснабжения и сравнительно высокий коэффициент мощности тяговых подстанций;

- слабое электромагнитное влияние на смежные устройства;
- отсутствие реактивных потоков по тяговым сетям и вследствие этого исключение необходимости использования средств компенсации реактивной мощности;
- более простое устройство электровоза постоянного тока.

К недостаткам системы постоянного тока относятся следующие факторы:

- низкий уровень напряжения в тяговой сети и малые расстояния между тяговыми подстанциями (в среднем 15...20 км);
- значительное гальваническое влияние на подземные сооружения, устройства пути, опоры контактной сети, что приводит к их электрокоррозии;
- большое сечение проводов контактной сети и значительный расход цветных металлов;
- сложность тяговых подстанций, содержащих силовые трансформаторы и преобразовательные агрегаты;
- наличие пусковых реостатов на электроподвижном составе, приводящих к значительным потерям при пуске; это особенно проявляется на электроподвижном составе пригородного сообщения с частыми остановками.

3. По сравнению с СТЭ постоянного тока система тяги переменного тока промышленной частоты 25 кВ обладает рядом достоинств:

- более высокое напряжение тяговой сети позволяет увеличить расстояние между тяговыми подстанциями до 40...60 км и повысить пропускную способность дороги по системе тягового электроснабжения;
- более простые схемы тяговых подстанций;
- сокращение расхода меди на сооружение контактной сети примерно в 2...3 раза;
- пониженные потери напряжения и энергии в устройствах СТЭ;
- практическое отсутствие электрокоррозии подземных коммуникаций.

Однако классическая СТЭ 25 кВ уступает тяге постоянного тока по следующим позициям:

- низкая степень использования трансформаторной мощности тяговых подстанций;
- низкий коэффициент мощности электровозов, в среднем 0,8;
- неравномерное потребление энергии от отдельных фаз, приводящее к появлению заметной несимметрии в системах внешнего

электрообеспечения, а также в сетях районов электрообеспечения нетяговых потребителей и, следовательно, к дополнительным потерям;

– значительное электромагнитное влияние тяговой сети на смежные линии электропередачи и связи, а также металлические коммуникации, расположенные вблизи железных дорог;

– искажение синусоидальности токов и напряжений, приводящее к дополнительным потерям и вызывающее помехи в линиях связи, расположенных вблизи железных дорог;

– более сложные электровозы в связи с установкой на борту дополнительного силового оборудования (трансформатор и преобразователь).

4. Наличие экранирующего провода в системе с ЭУП, образующего короткозамкнутый контур, индуктивно связанный с контактной сетью, приводит к снижению полного сопротивления тяговой сети и к снижению потерь напряжения в ней. Усиливающий провод дополнительно уменьшает сопротивление тяговой сети, что позволяет повысить пропускную способность железной дороги по системе электрообеспечения. Существенно уменьшаются магнитные влияния на смежные линии по сравнению с классической системой 25 кВ.

5. Индуктивное сопротивление тяговой сети и потери напряжения могут быть снижены при использовании в качестве усиливающего провода коаксиального кабеля. Меньшие потери напряжения обусловлены тем, что кабель обладает значительной зарядной мощностью, компенсирующей индуктивную мощность, потребляемую электроподвижным составом. Если кабель с центральной проводящей жилой и проводящей оболочкой подвесить на опорах контактной сети, то можно передавать при прочих равных условиях энергию с меньшими потерями напряжения и мощности. Ограничивающим фактором для применения усиливающего кабеля является его высокая стоимость и повышенные расходы на обслуживание кабельных линий.

6. В системе тягового электрообеспечения 25 кВ для снижения напряжения магнитного влияния применяют отсасывающие трансформаторы, увеличивающие взаимосвязь между контактной сетью и рельсами; при этом тяговый ток вместо возврата через землю протекает по рельсам или по специальному обратному проводу. Уменьшение расстояния между контактной сетью и цепью обратного тока приводит к снижению напряженности магнитного поля тяговой сети и наводимых напряжений на смежные линии. Применяются

два варианта включения отсасывающих трансформаторов: в первом варианте они включаются в рельсовую сеть, во втором используется обратный провод.

7. Трехфазная система тягового электроснабжения в будущем может составить конкуренцию тяге переменного тока 25 кВ. Для ее реализации необходима специальная контактная сеть с двумя контактными проводами для каждого пути и трехфазные электровозы переменного тока. В качестве третьего провода тяговой сети используются рельсы. Существенными преимуществами такой системы по сравнению с СТЭ 25 кВ являются втрое меньшие токи проводов при одинаковых потребляемых мощностях, симметричная нагрузка для внешнего электроснабжения, более низкая несинусоидальность, повышенный коэффициент мощности трехфазных электровозов и более существенная генерация реактивной мощности, снижающая реактивное электропотребление.

Режимные особенности систем тягового электроснабжения переменного тока рассмотрены в следующих главах в сопоставлении с трехфазной тяговой сетью.

2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ СЭЖД РЕШЕТЧАТЫМИ СХЕМАМИ ЗАМЕЩЕНИЯ

2.1. Общие принципы моделирования многопроводных систем

Основная идея метода моделирования элементов ЭЭС и СТЭ в фазных координатах состоит в использовании полносвязных решетчатых схем замещения линий электропередачи, тяговых сетей переменного тока и трансформаторов [46]. Формирование решетчатой схемы предполагает несколько условий:

- 1) наличие плоской проводящей однородной земли;
- 2) параллельные друг другу и поверхности земли провода линий;
- 3) учет возврата тока провода через землю для линий электропередачи и тяговых сетей;
- 4) малые, по сравнению с расстояниями между токоведущими частями, радиусы проводов;
- 5) последовательность нумерации проводов определяется порядком расположения информации о них (для трансформаторов — по порядку обозначения фаз и по номерам обмоток);
- 6) положительные направления токов со стороны внешней по отношению к элементу цепи приняты в сторону (внутри) многопроводного элемента;
- 7) потенциалы узлов отсчитываются относительно нулевого потенциала земли.

Моделирование решетчатой схемой многопроводной линии производится в три этапа. На первом этапе формируется полносвязная схема замещения на базе собственных и взаимных активно-индуктивных сопротивлений контуров «провод — земля». На втором этапе производится расчет собственных и взаимных емкостей проводов. На третьем учитываются возможные соединения концов проводов друг с другом. Формирование решетчатой схемы трансформатора производится на основе уравнений электрического и магнитного состояния трансформатора.

Такой подход позволяет получать модели практически всех возможных конфигураций линий электропередачи и силовых трансформаторов с учетом взаимоиндуктивных связей проводов (катушек трансформатора) друг с другом и емкостей проводов линий.

Полученная решетчатая схема составлена активно-индуктивными двухполюсниками (RL -элементами), активное и индуктивное сопротивление которых могут иметь отрицательные знаки.

Изложенные принципы иллюстрируются подходом к простой двухпроводной линии. Схема линии (или двухобмоточного трансформатора) показана на рис. 2.1, *a* (для трансформатора узлы 1–3 соответствуют первичной обмотке, 2–4 – вторичной). На этом рисунке: Z_{11} и Z_{22} – собственные сопротивления, $Z_{12} = Z_{21}$ – сопротивления взаимоиндуктивной связи, U_i – напряжения «провод – земля».

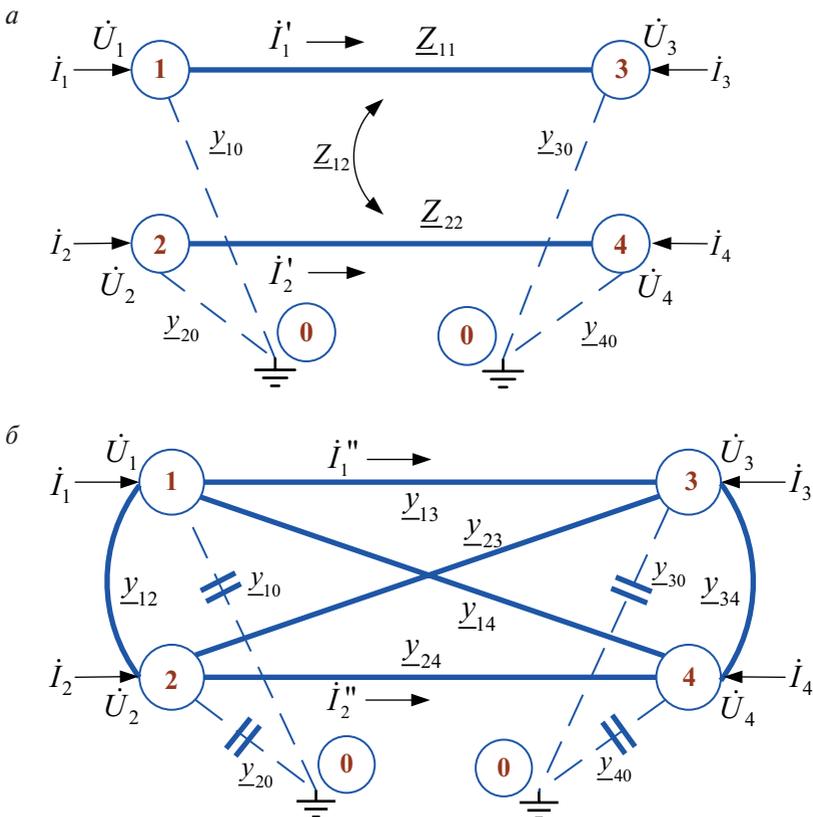


Рис. 2.1. Исходная и решетчатая схемы двухпроводной линии

Падения напряжений двухпроводной системы связаны с токами:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 - \dot{U}_3 = \underline{Z}_{11}\dot{I}_1 + \underline{Z}_{12}\dot{I}_2; \\ \dot{U}_2 - \dot{U}_4 = \underline{Z}_{21}\dot{I}_1 + \underline{Z}_{22}\dot{I}_2. \end{cases} \quad (2.1)$$

Двухпроводная линия представляет собой шестиполюсник, поскольку собственные сопротивления проводов определяются возвратом тока через землю, которую можно рассматривать как два узла: один – в начале линии-шестиполюсника, другой – в конце. При этом провод вместе с возвратом тока через землю образует замкнутый контур, что позволяет использовать понятия собственных и взаимных индуктивностей. Поскольку заземленные узлы имеют нулевой потенциал, то в системе (2.1) остаются только два уравнения и два тока вместо трех.

Решение системы уравнений (2.1) относительно токов приводит к матрице проводимостей $\underline{Y}' = \underline{Z}^{-1}$:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \underline{Y}'_{11}(\dot{U}_1 - \dot{U}_3) + \underline{Y}'_{12}(\dot{U}_2 - \dot{U}_4); \\ \dot{I}_2 = \underline{Y}'_{21}(\dot{U}_1 - \dot{U}_3) + \underline{Y}'_{22}(\dot{U}_2 - \dot{U}_4). \end{cases} \quad (2.2)$$

Уравнения (2.2) с учетом равенства токов в начале и в конце каждого провода можно переписать в форме, которую можно интерпретировать по аналогии с работой [176] как уравнения падений напряжений на ветвях фиктивной схемы замещения:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = -\underline{Y}'_{12}(\dot{U}_1 - \dot{U}_2) + \underline{Y}'_{11}(\dot{U}_1 - \dot{U}_3) + \underline{Y}'_{12}(\dot{U}_1 - \dot{U}_4); \\ \dot{I}_2 = -\underline{Y}'_{21}(\dot{U}_2 - \dot{U}_1) + \underline{Y}'_{21}(\dot{U}_2 - \dot{U}_3) + \underline{Y}'_{22}(\dot{U}_2 - \dot{U}_4); \\ \dot{I}_3 = -\dot{I}_1 = \underline{Y}'_{11}(\dot{U}_3 - \dot{U}_1) + \underline{Y}'_{12}(\dot{U}_3 - \dot{U}_2) - \underline{Y}'_{12}(\dot{U}_3 - \dot{U}_4); \\ \dot{I}_4 = -\dot{I}_2 = \underline{Y}'_{21}(\dot{U}_4 - \dot{U}_1) + \underline{Y}'_{22}(\dot{U}_4 - \dot{U}_2) - \underline{Y}'_{21}(\dot{U}_4 - \dot{U}_3). \end{cases} \quad (2.3)$$

При симметрии матрицы \underline{Y}' (и, соответственно, симметрии исходной матрицы \underline{Z}) коэффициенты системы (2.3) могут интерпретироваться как проводимости ветвей полносвязной решетчатой схемы (рис. 2.1, б):

$$\underline{Y}_{12} = -\underline{Y}'_{12}; \quad \underline{Y}_{13} = \underline{Y}'_{11}; \quad \underline{Y}_{14} = \underline{Y}'_{12}; \quad \underline{Y}_{23} = \underline{Y}'_{21}; \quad \underline{Y}_{24} = \underline{Y}'_{22}; \quad \underline{Y}_{34} = -\underline{Y}'_{12}.$$

С такой схемой, содержащей RL -элементы, можно работать, как с обычной электрической схемой, и использовать ее параметры

в методах и алгоритмах расчетов режимов электроэнергетических систем, разработанных для однолинейных схем трехфазных сетей.

Описанная методика может быть распространена на любое количество проводов в многопроводной системе. При n проводах в элементе с матрицей сопротивлений

$$\underline{Z} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \dots & \underline{Z}_{1n} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \dots & \underline{Z}_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \underline{Z}_{n1} & \underline{Z}_{n2} & \dots & \underline{Z}_{nn} \end{bmatrix}, \quad \underline{Z}_{jk} = \overline{\underline{Z}_{kj}}, \quad j, k = \overline{1..n}, \quad (2.4)$$

обращение матрицы сопротивлений и преобразование уравнений к виду, аналогичному (2.3), приводит к следующей системе:

$$\dot{I}_k = \underline{Y}'_{kk} (\dot{U}_k - \dot{U}_{2k}) + \sum_{i=1, i \neq k}^{2n} \pm \underline{Y}'_{ik} (\dot{U}_k - \dot{U}_i),$$

коэффициенты которой \underline{Y}'_{ik} и представляют собой проводимости ветвей полносвязной решетчатой схемы замещения с матрицей проводимости следующего вида:

$$\underline{Y}_{PC} = \begin{bmatrix} \underline{Y}'_{11} & \underline{Y}'_{12} & \underline{Y}'_{13} & \dots & -\underline{Y}'_{1n} \\ \underline{Y}'_{21} & \underline{Y}'_{22} & \underline{Y}'_{23} & \dots & -\underline{Y}'_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ -\underline{Y}'_{n-1,1} & -\underline{Y}'_{n-1,2} & -\underline{Y}'_{n-1,3} & \dots & \underline{Y}'_{n-1,n} \\ -\underline{Y}'_{n1} & -\underline{Y}'_{n2} & -\underline{Y}'_{n3} & \dots & \underline{Y}'_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}' & -\underline{Y}' \\ -\underline{Y}' & \underline{Y}' \end{bmatrix}. \quad (2.5)$$

Таким образом, многопроводная система из n проводов, в которой каждый из проводов имеет взаимные индуктивные связи с остальными, может быть замещена полносвязной схемой, составленной RL -ветвями. Число этих ветвей равно $2n(2n - 1)/2$, а их проводимости определяются из матрицы проводимостей многопроводной системы.

Учет емкостных связей проводов выполняется после обработки взаимных индуктивных связей. Собственные и взаимные емкостные проводимости проводов в Π -образной схеме замещения добавляются к соответствующим узлам и ветвям решетчатой схемы.

При отсутствии в элементе связей с узлом нулевого потенциала (землей), т. е. $z_{k0} = \infty$, $k = 1 \dots n$, матрица \underline{Y}_{PC} является n -кратно вырожденной, что не препятствует использованию модели в расчетах. Добавление емкостных проводимостей на землю или подключение элементов, имеющих связи с землей, устраняет вырожденность матрицы.

Емкостные проводимости решетчатой схемы определяются из потенциальных коэффициентов первой группы формул Максвелла:

$$\mathbf{U} = \mathbf{A}\mathbf{T},$$

где \mathbf{U} – n -мерный вектор напряжений провод-земля, $\mathbf{T} = [\tau_1 \ \tau_1 \ \dots \ \tau_n]^T$ – вектор зарядов проводов, \mathbf{A} – матрица потенциальных коэффициентов размерностью $n \times n$. С помощью матрицы емкостных коэффициентов $\mathbf{B} = \mathbf{A}^{-1}$ вычисляются собственные и взаимные частичные емкости и в узлы решетчатой схемы добавляются шунты, проводимости которых определяются половиной соответствующей собственной емкости. Кроме того, с каждой стороны системы проводов формируются дополнительные ветви с сопротивлениями, рассчитываемыми по половинным значениям соответствующих взаимных емкостей.

2.2. Моделирование многопроводной воздушной линии

Собственные сопротивления проводов матрицы (2.4) вычисляются из формул Карсона для ближней зоны с добавлением внутреннего сопротивления проводов. Внешнее сопротивление вычисляется в соответствии с формулами работ [46]:

$$\underline{Z}_{\text{сх}} = 0,001f + jf \left[0,01148 - 0,001256 \ln \left(r \sqrt{0,02\sigma f} \right) \right], \text{ Ом/км},$$

где f – частота, Гц; r – эквивалентный радиус провода (для сталеалюминиевых проводов принимаемый равным 0.95 внешнего радиуса поперечного сечения провода), см; σ – удельная проводимость однородной земли (или эквивалентная средневзвешенная проводимость), см/м.

Внутреннее сопротивление неодинаково для различных типов проводов. При сталеалюминиевых проводах используются аппроксимирующие зависимости [88]:

$$R_{in} = R_0(0,9 + 0,0063f^{0,755}), \text{ Ом/км};$$

$$X_{in} = 0,001[(0,033 - 0,00107f^{0,83})S + 1,07f^{0,83} - 13,5], \text{ Ом/км},$$

где R_0 – сопротивление 1 км провода постоянному току, Ом/км;

f – частота, Гц;

S – площадь сечения провода, мм².

Для сплошных алюминиевых и медных проводов цилиндрического сечения внутреннее сопротивление вычисляется по приближенным формулам [46] при условии $|qr| \leq 4$:

$$R_{in} = R_0(1 + 0,0049x^4 - 0,000035x^7), \text{ Ом/км};$$

$$X_{in} = R_0(0,125x^2 - 0,000613x^5), \text{ Ом/км},$$

где $q = \sqrt{-j\omega\gamma_{\Pi}\mu_0}$; γ_{Π} – удельная проводимость материала провода;

$$x = 0,01r \sqrt{\frac{7896f}{R_0S}}, \text{ } r \text{ – радиус провода, см};$$

S – площадь сечения провода, мм².

При больших значениях x используется соотношение

$$R_{in} = X_{in} = \frac{R_0x}{2\sqrt{2}}.$$

Для стальных проводов и рельсов использовано приближенное выражение [91]:

$$R_{in} = R_{50} = \sqrt{0,02f}, \text{ } X_{in} = 0,75R_{in},$$

где R_{50} – активное сопротивление для частоты 50 Гц.

Описанная ниже методика расчета режимов сложных ЭЭС и СТЭ в фазных координатах позволяет корректно определять взаимные электромагнитные влияния в ближней, промежуточной и дальней зонах интеграла Карсона.

Взаимная индуктивность M_{ik} является центральным понятием, на основе которого определяются индуктивные влияния. Оно предполагает мгновенную передачу изменений режима отдельных проводов по всей многопроводной системе. При определении M_{ik} рассматриваются контуры провод – земля. Для синусоидальных процессов в системе с неподвижными объектами взаимная индуктивность дает

пропорциональную зависимость тока в контуре, создающем магнитное поле, и наводимой в другом контуре ЭДС

$$\dot{\mathcal{E}} = -j\omega M_{ik} \dot{I} = -Z_{ik} \dot{I},$$

где Z_{ik} – сопротивление взаимоиנדуктивной связи между контурами i и k , отнесенное к 1 км протяженности взаимодействующих проводов длиной l ;

ω – круговая частота.

Формулы Карсона [162] базируются на корректном решении уравнений Максвелла и позволяют определять собственные и взаимные индуктивности проводов. С их помощью можно найти собственное внешнее сопротивление прямолинейного провода над плоской поверхностью однородной земли, а также взаимное сопротивление двух проводов с учетом возврата токов через землю. Для ближней и дальней зон имеются аппроксимирующие выражения, которые не применимы для промежуточной зоны. Для нее можно использовать номограммы, приведенные в [162], либо применять прямое вычисление рядов, к которым сводится интеграл; при этом для достижения высокой точности вычислений достаточно рассматривать 14 членов ряда [111].

Учет запаздывания в распространении ЭМП усложняется при расчетах влияний на гармониках; при этом возникает необходимость применять решения Карсона для промежуточной и дальней зон, а в качестве уравнений установившегося режима использовать уравнения длинной линии.

В ПК Fazonord формируется решетчатая схема замещения многопроводной системы на основе выражений для собственных и взаимных сопротивлений отдельных проводов. Поэтому необходим алгоритм реализации формул Карсона, обеспечивающий достаточную для практических целей точность в ближней, промежуточной и дальней зонах и обладающий высоким быстродействием.

В подходе Карсона для плоской однородной земли метод зеркальных отображений скорректирован для условий ее конечной проводимости; при этом собственное внешнее сопротивление прямолинейного провода небольшого диаметра и взаимное сопротивление двух параллельных проводов вычисляются по формуле [162]:

$$Z_{-ik} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{r'_{ik}}{r_{ik}} + F_{-ik} \right) = j1,2566 \cdot 10^{-6} f \left(\ln \frac{r'_{ik}}{r_{ik}} + F_{-ik} \right), \text{ Ом/м, (2.6)}$$

где ω – круговая частота, с⁻¹;

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Гн/м};$$

r'_{ik} – расстояние между проводом k и зеркальным изображением провода i , м;

r_{ik} – расстояние между проводами i и k , м.

Если не учитывать токи смещения в земле, то слагаемое \underline{E}_{ik} , определяющее добавку из-за конечной проводимости земли, можно найти так:

$$\begin{aligned} \underline{E}_{ik} = & 0,5 - \ln(\lambda r) - j \frac{\pi}{4} - \\ & - \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{(r/2)^{2n} e^{jn\pi/2}}{n!(n+1)!} \times \left[\left(\ln(\lambda r) - m_n + j \frac{\pi}{4} \right) \cos(2n\theta) - \theta \sin(2n\theta) \right] - \\ & - 2 \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{r^{2n-1} e^{j(2n-1)\pi/4} \cos[(2n-1)\theta]}{1^2 \cdot 3^2 \cdot 5^2 \cdot \dots \cdot (2n-1)^2 \cdot (2n+1)}, \end{aligned} \quad (2.7)$$

$$\text{где } m_n = 1 + \frac{1}{2} + \dots + \frac{1}{n+1} - \frac{1}{2(n+1)};$$

$$r = r'_{ik} \sqrt{\frac{\omega \mu_0}{\rho}} = 2,8099 \cdot 10^{-3} \cdot r'_{ik} \sqrt{\frac{f}{\rho}};$$

f – частота, Гц;

$$r'_{ik} = \sqrt{(x_i - x_k)^2 + (y_i + y_k)^2};$$

ρ – удельное сопротивление земли, Ом·м;

$$\lambda = 0,890536209; \quad \theta = \arctg \frac{|x_i - x_k|}{y_i + y_k};$$

$(x_i, y_i), (x_k, y_k)$ – координаты проводов, м.

При выводе выражений (2.6) и (2.7) направление оси y выбрано вертикально вверх, ось x перпендикулярна осям проводов, ось z направлена противоположно положительному направлению тока. Начало координат лежит на поверхности земли (рис. 2.2).

В ближней зоне при $r \leq 0,25$ для формулы (2.7) используется аппроксимирующее выражение следующего вида:

$$\underline{E}_{ik} = -0,077216 - \ln \frac{r}{2} + \frac{\sqrt{2}}{3} r \cos \theta - j \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\sqrt{2}}{3} r \cos \theta \right).$$

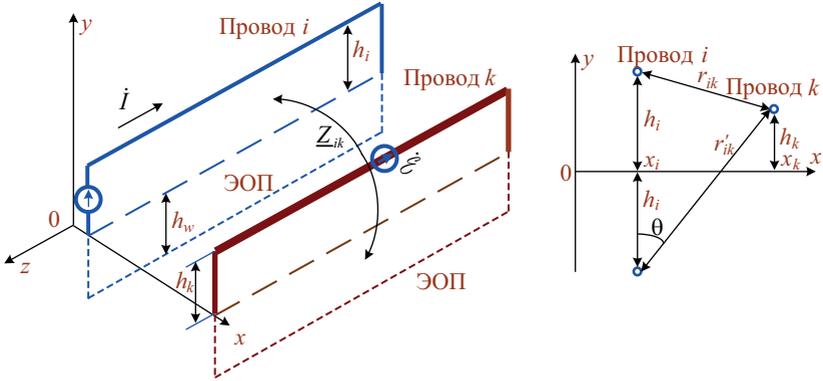


Рис. 2.2. Схема взаимного расположения влияющего и смежного проводов

В статье [162] для этой зоны применяется более усложненный вариант:

$$\begin{aligned}
 \underline{F}_{ik} = & -0,077216 - \ln \frac{r}{2} + \frac{\sqrt{2}}{3} r \cos \theta - \\
 & -j \left[\frac{\pi}{4} - \frac{\sqrt{2}}{3} r \cos \theta + \frac{r^2}{8} \left[\left(0,6728 - \ln \frac{r}{2} \right) \cos 2\theta + \theta \sin 2\theta \right] \right]. \quad (2.8)
 \end{aligned}$$

В терминах, составляющих P и Q статьи [162], формула (2.6) может быть представлена так:

$$\begin{aligned}
 \underline{Z}_{ik} = & \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \left[\ln \frac{r'_{ik}}{r_{ik}} - 2jP(p,q) + 2Q(p,q) \right]; \\
 \underline{F}_{ik} = & -2jP(p,q) + 2Q(p,q).
 \end{aligned}$$

Для дальнейшей зоны, отвечающей условию $r \geq 5$, используется следующая формула:

$$\underline{F}_{ik} = \frac{\sqrt{2}}{r} \left[(1-j) \cos \theta + j \frac{\sqrt{2} \cos 2\theta}{r} - (1+j) \frac{\cos 3\theta}{r^2} + (1-j) \frac{3 \cos 5\theta}{r^4} \right]. \quad (2.9)$$

При $i = k$ и $r \leq 0,2$ выражение (2.6) отвечает собственному внешнему сопротивлению провода:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{\text{внеш}} &= \frac{\omega\mu_0}{8} + j \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{1}{r_{ii}} \frac{2}{\gamma} \sqrt{\frac{e\rho}{\omega\mu_0}} \right) = \\ &= \frac{\omega\mu_0}{8} + j \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{1,8514}{r_{ii}} \sqrt{\frac{\rho}{\omega\mu_0}} \right), \text{ Ом/м,} \end{aligned} \quad (2.10)$$

где r_{ii} – радиус провода, м;

$\gamma = 1,78107242$ – постоянная Эйлера;

$\ln\gamma = 0,577215665$;

$e = 2,718281828$ – основание натурального логарифма.

Величину $\sqrt{\frac{\rho}{\omega\mu_0}}$ под знаком логарифма можно трактовать как глубину расположения обратного провода:

$$h_{\text{эKB}} = 660 \sqrt{\frac{\rho}{f}}, \text{ м.}$$

При низких частотах она значительно больше высоты подвески провода над землей.

Выражение (2.10) учитывает переменное магнитное поле тока и отвечающее ему распределение обратного тока в земле.

Аналогичное формуле (2.10) выражение для расчета взаимного сопротивления в ближней зоне следует из выражения (2.6) при $i \neq k$ и $r \leq 0,2$:

$$\underline{Z}_{ik} = \frac{\omega\mu_0}{8} + j \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{1,85}{r_{ik}} \sqrt{\frac{\rho}{\omega\mu_0}} \right), \text{ Ом/м,} \quad (2.11)$$

где $r_{ik} = \sqrt{(x_i - x_k)^2 + (y_i - y_k)^2}$ – расстояние между проводами i и k , м.

Для расчетов в промежуточной зоне целесообразно преобразовать формулу (2.7) к следующему виду:

$$\begin{aligned} \underline{F}_{ik} &= 0,5 - \ln(\lambda r) - j \frac{\pi}{4} - \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{(r/2)^{2n}}{n!(n+1)!} \left[\cos\left(\frac{n\pi}{2}\right) + j \sin\left(\frac{n\pi}{2}\right) \right] \times \\ &\quad \times \left[\left[\ln(\lambda r) - m_n \right] \cos(2n\theta) - \theta \sin(2n\theta) + j \frac{\pi}{4} \cos(2n\theta) \right] - \\ &\quad - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n r^{2n-1} \cos[(2n-1)\theta]}{1^2 \cdot 3^2 \cdot \dots \cdot (2n-1)^2 \cdot (2n+1)} \left\{ \cos\left[\frac{(2n-1)\pi}{4}\right] + j \sin\left[\frac{(2n-1)\pi}{4}\right] \right\}. \end{aligned} \quad (2.12)$$

Следующие рекуррентные соотношения применены для сокращения вычислений:

$$\sin(k+1)\theta = C_1 \sin k\theta + S_1 \cos k\theta; \quad \cos(k+1)\theta = C_1 \cos k\theta - S_1 \sin k\theta;$$

$$S_1 = \sin\theta; \quad C_1 = \cos\theta;$$

$$R_n = \frac{(r/2)^{2n}}{n!(n+1)!} = R_{n-1} \frac{(r/2)^2}{n(n+1)};$$

$$m_n = m_{n-1} + \frac{1}{2(n+1)} + \frac{1}{2n}; \quad m_1 = 1,25;$$

$$T_n = \frac{r^{2n-1}}{1^2 \cdot 3^2 \cdot \dots \cdot (2n-1)^2 \cdot (2n+1)} = T_{n-1} \frac{r^2}{(2n-1) \cdot (2n+1)}.$$

Формулы (2.6–2.12) реализованы в ПК Fazonord и обеспечивают корректную работу в ближней, промежуточной и дальней зонах.

2.3. Моделирование трансформаторов

При моделировании трансформатора приняты следующие положения и допущения [46]:

- индуктивность рассеивания учитывается путем последовательного включения с катушкой индуктивного элемента;

- дополнительный магнитный поток, замыкающийся через стенки бака трансформатора и определяющий сопротивление нулевой последовательности, моделируется двумя дополнительными стержнями пятистержневого трансформатора (рис. 2.3);

- зависимость между напряженностью поля и индукцией в сердечнике трансформатора принимается линейной;

- два крайних стержня характеризуются комплексной относительной магнитной проницаемостью $\mu'_{r1} - j\mu''_{r1}$; она может соответствовать магнитной проницаемости средних стержней либо приниматься равной единице для моделирования магнитного потока через масло и бак трансформатора; площади сечения этих стержней одинаковы и равны S_1 , их длины и магнитные проницаемости равны между собой;

- три средних стержня магнитопровода характеризуются постоянной величиной комплексной магнитной проницаемости $\mu'_{r2} - j\mu''_{r2}$, определяемой из паспортных значений тока и потерь холостого хода; площади сечения этих стержней одинаковы и равны S_2 ;

— каждая катушка обладает активным и реактивным сопротивлениями $R_{ik} + jX_{ik}$, которые определяются параметрами короткого замыкания; здесь i — номер обмотки, который соотносится со строкой матрицы; k — номер стержня минус единица, или номер фазы, который соотносится со столбцом матрицы;

— числа витков w_{ik} определяются рабочей индукцией B_{2m} (Тл) в сердечнике и номинальным напряжением катушки U_{ik} (кВ), $w_{ik} = 4,502U_{ik}/(B_{2m}S_2)$, если S_2 — м²;

— максимальное число обмоток трансформатора принято равным пяти.

Предполагается симметрия конструкции трансформатора, $l_1 = l_5$, $l_6 = l_7 = l_8 = l_9$, $l_2 = l_4$, $\Phi_6 = \Phi_8$, $\Phi_7 = \Phi_9$.

Выводы фазных катушек соединяются в узлы модели трансформатора. Нумерация зажимов катушек определена таким образом, что первыми нумеруются начала катушек высшего напряжения для фаз А, В, С, затем также среднего и низшего напряжений. Нумерация продолжается для концов катушек в той же последовательности.

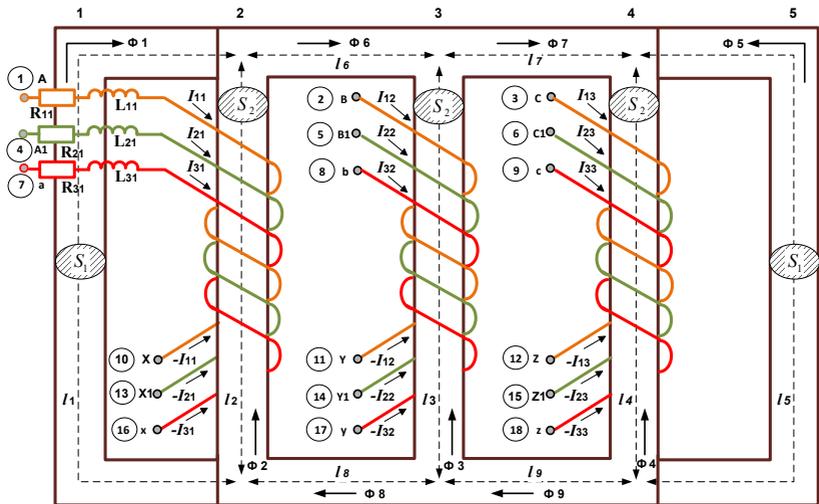


Рис. 2.3. Схема магнитных потоков трехобмоточного трансформатора

Уравнения электрического и магнитного состояний трансформатора с n обмотками и $3n$ катушками при симметричности сердечника относительно средней линии и исключении магнитных потоков Φ_8 и Φ_9 записываются так [46]:

$$\underline{Z}_T \dot{\mathbf{I}}_T = \dot{\mathbf{U}}_T, \quad (2.13)$$

где

$$\underline{Z}_T = \begin{bmatrix} R_{11} + j\omega L_{11} & 0 & \dots & 0 & 0 & j\omega w_{11} & 0 & 0 \\ 0 & R_{12} + j\omega L_{12} & \dots & 0 & 0 & 0 & j\omega w_{12} & 0 \\ \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & R_{n,3} + j\omega L_{n,3} & 0 & 0 & 0 & j\omega w_{n,3} \\ -w_{11} & 0 & \dots & 0 & -\underline{R}_{m1} & \underline{R}_{m2} & 0 & 0 \\ w_{11} & -w_{12} & \dots & 0 & -2\underline{R}_{m6} & -\underline{R}_{m2} - 2\underline{R}_{m6} & \underline{R}_{m3} & 0 \\ 0 & w_{12} & \dots & -w_{n,3} & -2\underline{R}_{m7} & -2\underline{R}_{m7} & -\underline{R}_{m3} - 2\underline{R}_{m7} & \underline{R}_{m4} \\ 0 & 0 & \dots & w_{n,3} & -\underline{R}_{m5} & -\underline{R}_{m5} & -\underline{R}_{m5} & -\underline{R}_{m4} - \underline{R}_{m5} \end{bmatrix}$$

– матрица обобщенных сопротивлений;

$\dot{\mathbf{I}}_T = [\dot{I}_{11} \quad \dot{I}_{12} \quad \dot{I}_{13} \quad \dots \quad \dot{I}_{n,3} \quad \dot{\Phi}_1 \quad \dot{\Phi}_2 \quad \dot{\Phi}_3 \quad \dot{\Phi}_4]^T$ – вектор токов и магнитных потоков;

$\dot{\mathbf{U}}_T = [\dot{U}_{11} \quad \dot{U}_{12} \quad \dot{U}_{13} \quad \dots \quad \dot{U}_{n,3} \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0]^T$ – вектор напряжений катушек трансформатора; комплексные магнитные сопротивления стержней трансформатора определяются соотношениями:

$$\underline{R}_{mk} = \frac{l_k}{\mu_0 (\underline{\mu}'_{r1} - j\underline{\mu}''_{r1}) S_1}, \quad \text{если } k = 1, 5;$$

$$\underline{R}_{mk} = \frac{l_k}{\mu_0 (\underline{\mu}'_{r2} - j\underline{\mu}''_{r2}) S_2}, \quad \text{если } k = 2, 3, 4, 6, 7.$$

Определение параметров трансформатора, используемых в системе (2.12), производится по его паспортным данным следующим образом. При немагнитных крайних ветвях:

$$\underline{R}_{m1} = \underline{R}_{m5} = \frac{l_1}{\mu_0 S_1}; \quad \underline{R}_{m2} = \underline{R}_{m3} = \underline{R}_{m4};$$

$$\underline{R}_{m6} = \underline{R}_{m7} = \underline{R}_{m2} \frac{l_7}{l_2} = \frac{1}{2} k_{72} \underline{R}_{m2};$$

$$\underline{R}_{m2} = \frac{2\omega w_{11}^2}{U_n^2 (6 + 4k_{72})} \left(\sqrt{\left(\frac{i_x S_n}{100} \right)^2 - P_x^2} + jP_x \right),$$

где $k_{72} = 2l_7/l_2$; ; P_x, i_x – потери (Вт) и ток холостого хода (%);

S_n, U_n – номинальная мощность (В·А) и номинальное напряжение (В) трансформатора.

Активные сопротивления катушек определяются через потери короткого замыкания P_k . В случае двухобмоточного трансформатора предполагается равенство мощности потерь на обмотках:

$$R_1 = \frac{3P_k U_1^2}{2S_n^2}; \quad R_2 = \frac{3P_k U_2^2}{2S_n^2} = R_1 \frac{U_2^2}{U_1^2},$$

где U_1, U_2 – номинальные напряжения первичной и вторичной катушек.

Сопротивления пятиобмоточного трансформатора определяются следующим образом [46]:

$$R'_1 = 0,5(R'_{12} + R'_{13} - R'_{23}); \quad R'_2 = R'_{12} - R'_1; \quad R'_3 = R'_{13} - R'_1;$$

$$R'_4 = R'_{14} - R'_1; \quad R'_5 = R'_{15} - R'_1; \quad R_i = R'_i U_i^2 / U_1^2;$$

$$R'_1 = 0,5(R'_{12} + R'_{13} - R'_{23}); \quad R'_2 = R'_{12} - R'_1; \quad R'_3 = R'_{13} - R'_1;$$

$$R'_4 = R'_{14} - R'_1; \quad R'_5 = R'_{15} - R'_1; \quad R_i = R'_i \frac{U_i^2}{U_1^2}; \quad R'_{ij} = \frac{3P_{ij} U_1^2}{S_{jn}^2},$$

где S_{jn} – номинальные мощности обмоток.

Аналогично определяются и реактивные сопротивления катушек:

– для двухобмоточного трансформатора:

$$X_1 = \frac{3U_1^2 u'_{12}}{200S_n}; \quad X_2 = \frac{3U_2^2 u'_{12}}{200S_n} = X_1 \frac{U_2^2}{U_1^2};$$

– для пятиобмоточного трансформатора:

$$X_1 + X_2 \frac{U_1^2}{U_2^2} = \frac{U_1 u'_{12}}{100I_n} = \frac{3U_1^2 u'_{12}}{100S_{2n}};$$

$$X'_1 + X'_3 = X'_{13}; \quad X'_1 + X'_4 = X'_{14}; \quad X'_1 + X'_5 = X'_{15}; \quad X'_2 + X'_3 = X'_{23};$$

$$X'_i = X_i \frac{U_1^2}{U_i^2}; \quad X'_{ij} = \frac{3U_1^2 u'_{ij}}{100S_{jn}}; \quad X'_{23} = \frac{3U_1^2 u'_{23}}{100S_{2n}} \text{ или } X'_{23} = \frac{3U_1^2 u'_{23}}{100S_{3n}};$$

$$X'_1 = 0,5(X'_{12} + X'_{13} - X'_{23}); X'_2 = X'_{12} - X'_1; X'_3 = X'_{13} - X'_1;$$

$$X'_4 = X'_{14} - X'_1; X'_5 = X'_{15} - X'_1; X_i = X'_i \frac{U_i^2}{U_1^2};$$

$$u'_{1j} = \sqrt{u_{1j}^2 - \left(\frac{100P_{1j}}{S_{jn}} \right)^2}; u'_{23} = \sqrt{u_{23}^2 - \left(\frac{100P_{23}}{S_{2(3)n}} \right)^2}.$$

Для вычисления коэффициентов матрицы по параметрам режима короткого замыкания потребуются напряжения и потери короткого замыкания первичной обмотки со всеми вторичными и короткого замыкания второй обмотки с третьей. Чтобы ввести возможность расчета на частотах, отличных от 50 Гц, необходим пересчет реактивных сопротивлений.

В случае пятистержневого трансформатора предполагается, что крайние стержни изготовлены из того же материала, что и средние стержни, но с возможно другой площадью сечения:

$$\underline{R}_{mk} = \frac{l_k}{\mu_0(\mu'_r - j\mu''_r)S_1}, \text{ если } k = 1, 5;$$

$$\underline{R}_{mk} = \frac{l_k}{\mu_0(\mu'_r - j\mu''_r)S_2}, \text{ если } k = 2, 3, 4, 6, 7;$$

$$\underline{R}_{m1} = \underline{R}_{m5} = \underline{R}_{m2}k_s, k_s = S_2/S_1.$$

Магнитные сопротивления пятистержневого трансформатора определяются следующим образом [46]:

$$\underline{R}_{m2} = \frac{2\omega w_{11}^2}{U_n^2(6 + 3k_{S72} + k_{72})} \left(\sqrt{\left(\frac{i_x S_n}{100} \right)^2 - P_x^2} + jP_x \right),$$

$$\text{где } k_{S72} = \frac{k_S k_{72}}{(k_S + k_{72})}.$$

Выводы

1. При моделировании многопроводных линий рассматриваются отдельные контуры «провод — земля» с учетом собственных и взаимных сопротивлений контуров и емкостных взаимосвязей проводов друг с другом и с землей. Такой подход позволяет автоматически рассчитывать наводимые напряжения на смежных линиях, если их провода включены в состав многопроводной линии. Подход с позиций теории цепей ограничивает снизу длины рассматриваемых линий величиной порядка 1...2 км, поскольку при малых длинах проводов теряется смысл собственных и взаимных индуктивностей, определяемых для замкнутых контуров.

2. Применение решетчатых схем замещения многопроводных линий, однофазных и трехфазных трансформаторов позволяют моделировать любые системы тягового электроснабжения переменного тока совместно с системой внешнего электроснабжения; в результате могут быть получены уровни напряжений, величины токов, показатели несимметрии и несинусоидальности с учетом движения поездов.

3. Решетчатыми схемами замещения моделируются в фазных координатах многообмоточные однофазные, трехфазные трехстержневые и трехфазные пятистержневые трансформаторы и автотрансформаторы. В моделях учитываются магнитные потоки стержней магнитопровода и магнитные потоки рассеяния, а также потери в магнитопроводе и в обмотках.

3. МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ОБЪЕДИНЕННЫХ СИСТЕМ ТЯГОВОГО И ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Методы расчета установившегося режима

Принятая в практике расчетов режимов систем тягового электроснабжения токовая постановка моделирования тяговой нагрузки приводит к погрешностям определения режима при отклонении напряжения на токоприемнике от номинального значения. Представление тяговой нагрузки потребляемыми активной и реактивной мощностями позволяет автоматически учесть угол между напряжением и током электровоза и устранить погрешности расчета режима, связанные с зависимостью скорости движения поезда от напряжения.

Упрощенное представление сети внешнего электроснабжения в форме реактансов короткого замыкания приводит к отсутствию взаимосвязи между тяговыми подстанциями по внешней сети и не позволяет определить реакцию системы внешнего электроснабжения на несимметричные и несинусоидальные тяговые нагрузки. Для учета взаимовлияния тяговых подстанций через линии внешнего электроснабжения необходимо совместное моделирование тягового и внешнего электроснабжения железной дороги.

Потребности расчетов несимметричных режимов не ограничиваются несимметричными системами, к которым относятся СЭЖД переменного тока. При проектировании и эксплуатации трехфазных сетей общего назначения возникает множество задач, связанных, к примеру, с расчетами режимов ЭЭС при обрывах проводов линий или возникновении коротких замыканий между токоведущими частями отдельных фаз или между фазными проводами и землей. Как правило, задачи этого типа решаются с применением метода симметричных составляющих, требующего индивидуального подхода в каждом конкретном случае. К таким же задачам относятся расчеты режимов ЭЭС, имеющих линии электропередачи с расщепленными проводами и грозозащитными тросами; сюда примыкают и задачи определения наводимых напряжений на смежные линии со стороны высоковольтных или сильноточных линий электропередачи. Надо заметить, что расчеты режимов трехфазных ЛЭП напрямую

связаны с учетом взаимовлияния проводов разных фаз, и при такой постановке требуется рассмотрение процессов в фазных координатах; при этом расчет режима многопроводной системы с учетом взаимных электрических и магнитных влияний позволяет определить наведенные напряжения на смежных проводах и решить проблему электромагнитной совместимости.

Для расчетов сложносимметричных режимов трехфазных ЭЭС чаще всего применяют два метода: метод симметричных составляющих и метод пофазного представления элементов (метод фазных координат). Метод симметричных составляющих [16] основан на составлении трех однолинейных схем замещения для составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей с последующим расчетом режима каждой схемы и наложением трех решений; при этом требуется нетривиальный подход при решении каждой конкретной задачи, что существенно усложняет формализацию и затрудняет реализацию программных средств расчета режимов. Кроме того, метод реально применим только в случае простых однократных несимметрий, а при увеличении их числа сильно возрастают сложности использования метода симметричных составляющих.

Метод фазных координат развивается давно [10, 87, 176] и является естественным представлением трехфазной системы. Сложности его использования связаны с наличием взаимоиндуктивных влияний между токоведущими частями разных фаз в трансформаторах и ЛЭП. Известный метод развязки магнитосвязанных цепей [17] при практической реализации в программных средствах приводит к ряду затруднений, ограничивающих его применение при расчетах режимов. Обычно используется замена трехфазного трансформатора набором однофазных; в качестве примера можно указать на широко известный прикладной пакет Sim Power System вычислительной системы MatLab. Для линий электропередачи часто используются П-образные схемы замещения отдельных фаз без их взаимоиндуктивной связи. Эти модели удовлетворительно работают только при сравнительно небольших несимметриях.

Моделирование линий электропередачи и трансформаторов в фазных координатах является актуальным направлением, позволяющим решать целый ряд важных научных и практических задач, связанных с исследованием, проектированием и эксплуатацией СЭЖД, а также электроэнергетических систем общего назначения. Практическая значимость указанных разработок определяется тем, что при решении задач проектирования и управления ЭЭС и СЭЖД

все более важным становится адекватное моделирование их режимов, обеспечивающее повышение эффективности использования энергетических ресурсов. Современное состояние компьютерных технологий, кроме того, требует одновременной разработки алгоритмических приложений методик моделирования с созданием программных средств расчетов режимов в фазных координатах.

3.2. Уравнения установившегося режима и их свойства

Наиболее соответствующим требованиям представления однофазных тяговых нагрузок в форме потребляемых мощностей являются уравнения, формируемые на базе метода узловых напряжений в фазных координатах. Эти уравнения для электрической сети, содержащей n узлов, при отсчете напряжений относительно земли в фазных координатах записываются известным образом:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 \underline{Y}_{11} - \dot{U}_2 \underline{Y}_{12} - \dots - \dot{U}_i \underline{Y}_{1i} - \dots - \dot{U}_n \underline{Y}_{1n} &= \dot{J}_{11}; \\ \dots & \dots \\ -\dot{U}_1 \underline{Y}_{k1} - \dot{U}_2 \underline{Y}_{k2} - \dots - \dot{U}_i \underline{Y}_{ki} - \dots - \dot{U}_n \underline{Y}_{kn} &= \dot{J}_{kk}; \\ \dots & \dots \\ -\dot{U}_1 \underline{Y}_{n1} - \dot{U}_2 \underline{Y}_{n2} - \dots - \dot{U}_i \underline{Y}_{ni} - \dots + \dot{U}_n \underline{Y}_{nn} &= \dot{J}_{nn}; \end{aligned} \right\}, \quad (3.1)$$

где $\underline{Y}_{kk} = \underline{Y}_{шк} + \sum_{i \neq k} \underline{Y}_{ki}$;

$\underline{Y}_{шк} = Y_{шка} + jY_{шкр}$ – проводимость шунта на землю в узле k ;

$\underline{Y}_{ki} = Y_{kia} + jY_{kir}$ – проводимость ветви между узлами k и i ;

$\dot{J}_{kk} = \sum_{i \neq k} \dot{J}_{ik} + \dot{\epsilon}_k \underline{Y}_k$ – сумма токов источников токов, втекающих

в узел k , и произведений $\dot{E}_k \underline{Y}_k$, если в узле есть источник ЭДС $\dot{\epsilon}_k$ с заземленным узлом и проводимостью \underline{Y}_k .

Если каждое уравнение системы (3.1) умножить на сопряженный комплекс напряжения соответствующего узла, то в итоге можно получить уравнения метода узловых напряжений. При умножении уравнения номер k на сопряженный комплекс напряжения \tilde{U}_k получается уравнение вида:

$$-\dot{U}_1 \tilde{U}_k \underline{Y}_{k1} - \dot{U}_2 \tilde{U}_k \underline{Y}_{k2} - \dots - \dot{U}_i \tilde{U}_k \underline{Y}_{ki} - \dots - \dot{U}_n \tilde{U}_k \underline{Y}_{kn} = \tilde{U}_k \dot{J}_{kk}. \quad (3.2)$$

Из диагонального члена $\dot{U}_k \tilde{U}_k Y_{kk}$ можно выделить мощность $\dot{U}_k \tilde{U}_k Y_{шк} = P_{шк} - jQ_{шк}$, рассеиваемую в шунте на землю, а оставшиеся слагаемые объединить с соответствующими членами уравнения:

$$-\dot{U}_i \tilde{U}_k Y_{ki} + \dot{U}_k \tilde{U}_k Y_{ki} = \tilde{U}_k (\dot{U}_k - \dot{U}_i) Y_{ki} = \tilde{U}_k \dot{I}_{ki}. \quad (3.3)$$

Соотношение (3.3) для узла k можно интерпретировать следующими способами в соответствии с типами ветвей:

1) как поток мощности в RL -ветви от узла k к узлу i :

$$\tilde{S}_{ki} = P_{ki} - jQ_{ki} = \tilde{U}_k \dot{I}_{ki};$$

2) как источник тока в ветви ki с заданными фиксированными модулем и углом тока (с выделением его из суммарного источника тока узла и перенесением в левую часть уравнения):

$$\tilde{S}_{kiИТ} = P_{kiИТ} - jQ_{kiИТ} = \pm \tilde{U}_k \dot{J}_{ki} = \mp \tilde{U}_k \dot{J}_{ik},$$

верхний знак соответствует направлению стрелки источника тока от узла k , нижний – в узел k .

В обозначениях индексируемых величин принята система обозначений, в которой номера ветви, следующие первыми в индексе (ki), определяют величины, отнесенные к узлу (k), связанные с ветвью (ki). Например, $\tilde{S}_{kiИТ}$ означает сопряженный поток мощности из узла k в ветвь ki с источником тока.

Система n комплексных уравнений (3.2) представляется в виде $2n$ действительных уравнений путем разделения на вещественную и мнимую части:

$$W_{Pk} = -P_{rk} + P_{nk} + P_{шк} + \sum_{i \in k} P_{ki} + \sum_{i \in k, ИТ} P_{kiИТ} = 0; \quad (3.4)$$

$$W_{Qk} = -Q_{rk} + Q_{nk} + Q_{шк} + \sum_{i \in k} Q_{ki} + \sum_{i \in k, ИТ} Q_{kiИТ} = 0, \quad (3.5)$$

где P_{rk} , P_{nk} , $P_{шк}$, Q_{rk} , Q_{nk} , $Q_{шк}$ – активные и реактивные мощности генераторов, нагрузок и мощности шунтов в узлах.

Необходимость предварительного разделения связана с тем, что уравнения (3.3) не являются аналитическими функциями комплексного аргумента из-за умножения на сопряженный комплекс напряжения.

В качестве регулируемых параметров (независимых переменных) уравнений (3.3) обычно используются активные и реактивные

мощности генераторов и нагрузок, а также зафиксированные в отдельных узлах сети модули и углы напряжений. Зависимыми переменными считаются действительные и мнимые составляющие или модули и углы узловых напряжений.

Исходную информацию, необходимую для расчета установившегося режима электрических систем, можно разделить на три группы [46]. В первую группу входят параметры схем замещения элементов ЭЭС и СТЭ, к которым относятся сопротивления линий электропередачи, параметры трансформаторов, емкостные проводимости ЛЭП и индуктивности реакторов. Указанные элементы связываются в единую схему путем задания информации о топологии системы.

Вторую группу образуют данные о нагрузках электрической сети, которые могут задаваться в виде эквивалентных шунтов, постоянных отборов мощности, статических характеристик мощности, источников тока.

Третья группа информации складывается из данных об источниках электроэнергии: активных мощностей и модулей напряжений синхронных генераторов, снабженных автоматическими регуляторами возбуждения; реактивных мощностей Q синхронных генераторов, не имеющих АРВ, и других данных.

В результате расчета установившегося режима определяются модули U_i и углы δ_i напряжений в узлах сети, перетоки активной и реактивной мощностей в ветвях, потери мощности в ветвях, токи ветвей.

Любая независимая переменная задается с некоторой погрешностью, что приводит к неточностям результатов расчета. Величина погрешности сильно зависит от того, насколько далеко вперед прогнозируется схемно-режимная ситуация ЭЭС и СТЭ.

Элемент неопределенности является весьма нежелательным фактором при расчетах. Погрешности задания параметров можно уменьшить, но их нельзя устранить полностью. К примеру, сопротивления линий электропередачи обычно задаются с погрешностью порядка $\pm 5\%$. Это связано не только с отсутствием более достоверных данных, но и с тем, что сопротивление изменяется в зависимости от погодных условий, протекающего по электропередаче тока и от других факторов. Существенно влияет на результаты расчетов установившихся режимов и погрешность в задании коэффициентов трансформации.

За счет избыточного количества измерений в некоторых районах ЭЭС обычно удается значительно повысить достоверность данных

о текущем режиме. Это делается с помощью специальных алгоритмов оценивания состояния.

В математическом отношении задача расчета установившегося режима сводится к решению систем нелинейных уравнений большой размерности. Нелинейный характер задачи обуславливается рядом причин, из которых важнейшими являются следующие:

- необходимость оперирования величинами мощности и энергии как экономическими категориями, определяющими затраты на производство электроэнергии;
- нелинейная зависимость токов генераторов и нагрузок от напряжения.

Сказанное определяет ряд специфических свойств задачи. Во-первых, решения существуют не для всех значений мощностей генераторов и нагрузок в узлах сети. Во-вторых, каждому сочетанию узловых мощностей при существовании режима может соответствовать множество решений.

Решение системы нелинейных уравнений установившегося режима возможно только итерационными методами. При этом весьма важным является надежность получения решения, если оно существует. С другой стороны, учитывая большую размерность задачи, весьма острым требованием является быстрое действие итерационных процедур. Эти требования находятся в противоречии друг с другом, и любой из многочисленных методов расчета потокораспределения является компромиссным с точки зрения надежности или быстрого действия.

Другая особенность состоит в том, что учет ограничений на параметры режима (например, на диапазоны изменения реактивных мощностей генераторов) приводит к необходимости замены некоторых уравнений системы в ходе самого расчета. Это порождает дополнительное множество альтернативных решений и усложняет сходимость итерационных процедур.

При расчетах режимов систем электроснабжения железных дорог частота сети считается неизменной, фиксированной величиной. В этом случае либо активная, либо реактивная составляющая мощности в одном из узлов определяется после расчета. Такой узел называется балансирующим по активной или по реактивной мощности. В качестве балансирующего узла обычно выбирают станцию, поддерживающую частоту в энергосистеме, или узел замыкания рассчитываемой системы электроснабжения к питающей ЭЭС. Такой узел, принимая на себя небаланс мощности, имитирует

системный эффект изменения частоты, состоящий в поддержании соответствия генерируемых и потребляемых мощностей и потерь.

Кроме фиксации в узле угла напряжения δ_i , необходимо фиксировать и модуль напряжения U_j хотя бы в одном из узлов. Последнее требование связано с тем, что нелинейные уравнения потоко-распределения имеют множество решений, которые математически равноправны, но большинство из них являются физически нереализуемыми. Фиксация модулей напряжения в узлах обеспечивает нахождение решений, имеющих практическое значение. Модуль напряжения задается обычно в тех же узлах, где фиксирован его угол.

Уравнения (3.3) могут быть записаны в декартовых (U'_i, U''_i) или полярных (U_i, δ_i) координатах для напряжений. Применение полярных координат приводит к некоторым дополнительным затратам процессорного времени, связанным с многократными вычислениями тригонометрических функций в процессе итерационного расчета. Тем не менее полярные координаты используются в программах расчета установившихся режимов, так как их применение обеспечивает в некоторых случаях более стабильную сходимость итерационных процессов, чем применение декартовых координат.

Уравнения в форме баланса мощностей в полярных координатах при использовании формы записи полной проводимости ветви в классической форме теоретической электротехники при отрицательном знаке индуктивной проводимости $y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$, $b_L < 0$, и при отсутствии трансформаций в ветвях, не требуемых в концепции ретчетчатых схем замещения, записываются так:

$$W_{P_i} = U_i \sum_{j=1}^N [-g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] U_j + P_i = 0;$$

$$W_{Q_i} = U_i \sum_{j=1}^N [-g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] U_j + Q_i = 0,$$

где $\dot{U}_i = U_i e^{j\delta_i}$ – напряжение узла i ;

$P_i = P_{\text{наг}} + P_{\text{шк}} - P_{\text{ген}}$, $Q_i = Q_{\text{наг}} + Q_{\text{шк}} - Q_{\text{ген}}$ – разности мощностей нагрузки и генерации узла i .

При решении уравнений установившихся режимов чаще всего применяется метод Ньютона-Рафсона. Идея метода состоит в последовательной замене на каждой итерации системы нелинейных уравнений:

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}) = \mathbf{0};$$

линейной системой вида:

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}^{(0)}) + \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}(\mathbf{X}^{(0)}) \cdot (\mathbf{X} - \mathbf{X}^{(0)}) = \mathbf{0},$$

решение которой дает значения неизвестных \mathbf{X} , более близкие к решению нелинейной системы, чем исходное приближение. В полярных координатах итерационная формула метода Ньютона записывается так:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{W}_p(\mathbf{U}^{(k)}, \delta^{(k)})}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{W}_p(\mathbf{U}^{(k)}, \delta^{(k)})}{\partial \mathbf{U}} \\ \frac{\partial \mathbf{W}_q(\mathbf{U}^{(k)}, \delta^{(k)})}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{W}_q(\mathbf{U}^{(k)}, \delta^{(k)})}{\partial \mathbf{U}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(k)} \\ \Delta \mathbf{U}^{(k)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{W}_p(\mathbf{U}^{(k)}, \delta^{(k)}) \\ \mathbf{W}_q(\mathbf{U}^{(k)}, \delta^{(k)}) \end{bmatrix},$$

где производные таковы:

$$\begin{aligned} \frac{\partial W_{P_i}}{\partial \delta_i} &= -W_{Q_i} + Q_i; \\ \frac{\partial W_{P_i}}{\partial \delta_j} &= -[g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] U_i U_j; \\ \frac{\partial W_{P_i}}{\partial U_i} &= \frac{W_{P_i} - P_i}{U_i} - g_{ii} U_i + \frac{\partial P_i}{\partial U_i}; \\ \frac{\partial W_{P_i}}{\partial U_j} &= U_i [-g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)]; \\ \frac{\partial W_{Q_i}}{\partial \delta_i} &= W_{P_i} - P_i; \\ \frac{\partial W_{Q_i}}{\partial \delta_j} &= U_i [g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] U_j; \\ \frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_i} &= \frac{W_{Q_i} - Q_i}{U_i} + b_{ii} U_i + \frac{\partial Q_i}{\partial U_i}; \\ \frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_j} &= U_i [-g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)]. \end{aligned}$$

Уравнения в форме баланса мощностей в декартовых координатах целесообразнее использовать в ряде случаев, в частности при

наличии низкоомных ветвей в расчетной схеме. Эти уравнения имеют вид:

$$W_{P_i} = -U'_i \sum_{j=1}^N (g_{ij} U'_j - b_{ij} U''_j) + U''_i \sum_{j=1}^N (-b_{ij} U'_j - g_{ij} U''_j) + P_i = 0;$$

$$W_{Q_i} = -U'_i \sum_{j=1}^N (-b_{ij} U'_j - g_{ij} U''_j) - U''_i \sum_{j=1}^N (g_{ij} U'_j - b_{ij} U''_j) + Q_i = 0;$$

для генераторных узлов (PU -узлов):

$$W_{Q_i} = U_i'^2 + U_i''^2 - U_i^2 = 0,$$

где $\dot{U}_i = U'_i + jU''_i$.

С выделением диагональных членов уравнения переписываются следующим образом:

$$W_{P_i} = -U'_i \sum_{j=1, j \neq i}^N (g_{ij} U'_j - b_{ij} U''_j) + g_{ii} (U_i'^2 + U_i''^2) -$$

$$-U''_i \sum_{j=1, j \neq i}^N (b_{ij} U'_j + g_{ij} U''_j) + P_{i\text{нар}} - P_{i\text{ген}} = 0;$$

$$W_{Q_i} = U'_i \sum_{j=1, j \neq i}^N (b_{ij} U'_j + g_{ij} U''_j) - b_{ii} (U_i'^2 + U_i''^2) -$$

$$-U''_i \sum_{j=1, j \neq i}^N (g_{ij} U'_j - b_{ij} U''_j) + Q_{i\text{нар}} - Q_{i\text{ген}} = 0;$$

$$g_{ii} = g_{is} + \sum_{j=1, j \neq i}^N g_{ij};$$

$$b_{ii} = b_{is} + \sum_{j=1, j \neq i}^N b_{ij}.$$

Итерационная формула в декартовых координатах такова:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{W}_p(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)})}{\partial \mathbf{U}'} & \frac{\partial \mathbf{W}_p(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)})}{\partial \mathbf{U}''} \\ \frac{\partial \mathbf{W}_q(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)})}{\partial \mathbf{U}'} & \frac{\partial \mathbf{W}_q(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)})}{\partial \mathbf{U}''} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{U}'^{(k)} \\ \Delta \mathbf{U}''^{(k)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{W}_p(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)}) \\ \mathbf{W}_q(\mathbf{U}'^{(k)}, \mathbf{U}''^{(k)}) \end{bmatrix},$$

где

$$\frac{\partial W_{Pi}}{\partial U'_i} = - \sum_{j=1, j \neq i}^N (g_{ij} U'_j - b_{ij} U''_j) + 2g_{ii} U'_i + \frac{U'_i}{U_i} \frac{\partial P_{i\text{нар}}}{\partial U_i};$$

$$\frac{\partial W_{Pi}}{\partial U'_j} = -(g_{ij} U'_i + b_{ij} U''_i);$$

$$\frac{\partial W_{Pi}}{\partial U''_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^N (-b_{ij} U'_j - g_{ij} U''_j) + 2g_{ii} U''_i + \frac{U''_i}{U_i} \frac{\partial P_{i\text{нар}}}{\partial U_i};$$

$$\frac{\partial W_{Pi}}{\partial U''_j} = (b_{ij} U'_i - g_{ij} U''_i);$$

$$\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U'_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^N (b_{ij} U'_j + g_{ij} U''_j) - 2b_{ii} U'_i + \frac{U'_i}{U_i} \frac{\partial Q_{i\text{нар}}}{\partial U_i};$$

$$\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U'_j} = (b_{ij} U'_i - g_{ij} U''_i);$$

$$\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U''_i} = - \sum_{j=1, j \neq i}^N (g_{ij} U'_j - b_{ij} U''_j) - 2b_{ii} U''_i + \frac{U''_i}{U_i} \frac{\partial Q_{i\text{нар}}}{\partial U_i};$$

$$\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U''_j} = (g_{ij} U'_i + b_{ij} U''_i);$$

для генераторных узлов:

$$\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U'_i} = 2U'_i; \quad \frac{\partial W_{Qi}}{\partial U''_i} = 2U''_i.$$

Все записанные соотношения предполагают разделение узлов на нагрузочные и генераторные, а для формы декартовых координат не предполагается использование узла типа $Q - \delta$.

Чтобы обеспечить соответствие получаемого решения реальному режиму, необходимо правильно выбирать исходные приближения неизвестных. При расчетах режимов проектируемых СТЭ и ЭЭС следует выбирать в качестве исходных приближений напряжения холостого хода. При вариантных расчетах планируемых режимов в процессе эксплуатации рассматриваемая проблема соответствия решается автоматически при наличии данных о текущих

режимах, получаемых в результате выполнения процедур оценивания состояния.

Уравнения установившегося режима применяются для расчетов как симметричных, так и несимметричных режимов. В последнем случае в электроэнергетике используют методы разложения режима на симметричные или несимметричные составляющие, применение которых ограничено очень небольшим числом несимметрий в системе. В качестве иллюстрации далее приводится несколько примеров расчетов в таких составляющих, но прежде описаны основные положения моделирования в фазных координатах.

3.3. Основные положения моделирования электрической системы в фазных координатах

Расчетная схема ПК Fazonord составляется на экране монитора из набора элементов, представляющих модели электрических устройств. Каждый элемент схемы характеризуется набором трех групп параметров. Первая группа определяет изображение элемента для пользователя. Вторая группа содержит входные данные, соответствующие паспортным характеристикам отображаемого устройства. Третья группа параметров описывает его режим (напряжения, токи, потребляемые и генерируемые мощности, потери мощности), определяемый в процессе расчета. Еще одна группа параметров содержит информацию о сформированной решетчатой схеме замещения элемента и является зависимой от первых двух групп.

Расчеты режимов с формированием расчетной схемы состоят из четырех основных этапов:

- подготовка графических элементов, необходимых для формирования схемы;
- составление расчетной схемы из имеющихся элементов;
- формирование решетчатых схем замещения отдельных элементов и расчетной схемы, соответствующей соединениям элементов;
- расчеты режима полученной расчетной схемы.

Для реализации подобного подхода введен ряд предварительных соглашений, в рамках которых выполняются все этапы расчета [46].

1. Для отдельных элементов реализована возможность соединения между собой концов проводов или катушек. В связи с этим требуется два вида изображения элементов: изображение на расчетной

схеме с учетом проведенных внутренних соединений и изображение этих соединений в элементе. Выполнение соединений требует их обработки при формировании модели. Подготовка элементов, моделирующих многопроводные системы и трансформаторы, производится в редакторе элементов ПК Fazonord.

2. Узлы элемента на его изображении используются при формировании соединений элементов между собой как на собираемой графически расчетной схеме, так и при формировании численной модели сети. Совмещение узлов на схеме обрабатывается как электрическое соединение, при этом узлам разных элементов присваивается один и тот же номер, с дальнейшей обработкой объединенных узлов как единого узла. Остальные графические примитивы используются только для формирования необходимого изображения.

3. Расчеты режимов электрических систем в фазных координатах производятся на основе уравнений узловых напряжений, решаемых, в частности, методом Ньютона. Такой подход требует задания исходных данных в виде наборов информации по узлам и ветвям с указанием мощностей нагрузок и генераторов. Узлы и ветви расчетной схемы характеризуются набором свойств и параметров в соответствии с рис. 3.1.

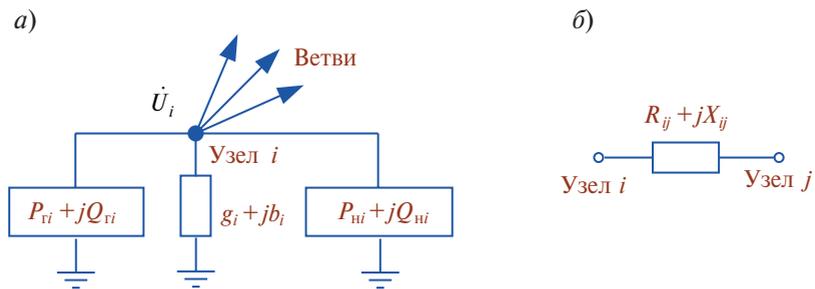


Рис. 3.1. Обобщенные схемы узла (а) и ветви (б)

Каждый узел характеризуется проводимостью шунта на землю, активной и реактивной мощностями генерации, активно-индуктивным двухполюсником, второй узел которого заземлен, и мощностями нагрузки, второй узел которой также заземлен. Каждая ветвь состоит из последовательно соединенных резистивного и индуктивного элементов. В системах с изолированной нейтралью указание нагрузки или генерации в изолированном от земли узле вносит

неопределенность и не должно использоваться. Считать это недостатком нельзя, поскольку поведение модели отображает свойства реальных объектов: требовать выдачи мощности при включении нагрузки между изолированным от земли узлом и землей невозможно.

4. Многопроводные линии электропередачи, тяговые сети, однофазные и трехфазные трансформаторы моделируются решетчатыми схемами замещения; при их соединении производится объединение параллельных ветвей и шунтов.

5. В связи с представлением многопроводных линий и трансформаторов решетчатыми схемами замещения усложняются расчеты потерь мощности в элементе и величины втекающих в его узлы токов. В ветвях решетчатой схемы протекают фиктивные токи, которые по величине обычно существенно больше реальных. С алгоритмической точки зрения целесообразно вычислять потери мощности в элементах и втекающие в их узлы токи следующим образом:

5.1. После расчета режима заново формируется решетчатая схема замещения элемента. Сохранение ранее составленных решетчатых схем замещения элементов требует больших ресурсов памяти и даже на современных персональных компьютерах не слишком целесообразно; затрачиваемое же время на повторное формирование решетчатой схемы мало.

5.2. Все узлы элемента с полученными в результате расчетов значениями модулей и фаз напряжений объявляются балансирующими по активной и реактивной мощностям.

5.3. Вычисляются потери мощности во всех ветвях и шунтах элемента; сумма этих мощностей дает потери мощности в элементе в целом.

5.4. Рассчитываются и суммируются токи в шунтах узла и в ветвях, присоединенных к узлу. Сумма этих токов равна току, втекающему в узел со стороны других элементов. Если данный узел объявлен балансирующим по активной и реактивной мощностям, то полученная сумма токов равна току, потребляемому от источника.

5.5. Для разделения потерь в меди и в стали трансформатора производится дополнительный расчет режима трансформатора с объявлением балансирующими узлов первичной обмотки при ненагруженных узлах остальных обмоток. Полученные при этом потери относятся на счет потерь в стали, а остаток от первого расчета — это потери в меди.

6. При расчетах режимов систем, имеющих заземленные провода, необходимо считаться с распределенностью их параметров,

поскольку длина волны электромагнитного поля в земле много меньше аналогичного параметра для незаземленных проводов. Такими проводами являются, в частности, рельсы электрифицированных железных дорог, имеющие распределенные заземления. Учет распределенности возможен путем формирования для участков ЛЭП и контактной сети цепочечной схемы замещения, составляемой последовательным соединением некоторого количества многополюсников, моделирующих короткие отрезки. Соединение возможно только для симметричных элементов, то есть таких, у которых количество узлов в начале участка равно количеству узлов в конце участка и соединения проводов в начале и в конце одинаковы.

Алгоритм формирования цепочечной схемы включает следующие этапы:

1) определяется длина электрически короткого участка, принятая равной одной четвертой части толщины скин-слоя в земле;

2) рассчитывается ближайшая меньшая длина короткого участка, для которого 2^n последовательно соединенных таких участков дают длину моделируемого длинного участка;

3) создается решетчатая схема замещения короткого участка;

4) к созданному короткому участку присоединяется точно такой же участок, имеющий номера узлов в начале равными номерам узлов в конце предыдущего;

5) промежуточные узлы полученной схемы удаляются, а узлы конца полученного участка перенумеровываются для получения первоначальной нумерации;

6) шаги 4 и 5 повторяются n раз.

3.4. Примеры расчета простых схем методами симметричных составляющих и составляющих Кларк $\alpha, \beta, 0$

Наиболее распространенная методика расчетов несимметричных режимов трехфазных ЭЭС основывается на методе симметричных составляющих, предложенном Фортескью и детально разработанном Вагнером и Эвансом [16]. Этот метод применим для линейных систем, в которых можно найти сопротивления элементов для разных последовательностей. Сущность метода заключается

в представлении любой трехфазной несимметричной системы величин в виде суммы трех симметричных составляющих:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_a \\ \dot{U}_b \\ \dot{U}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_0 \end{bmatrix}; \quad \underline{\mathbf{S}} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix}; \quad \underline{a} = e^{j120^\circ},$$

или в сокращенной форме $\dot{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{S}}\dot{\mathbf{U}}_s$. Переход от сопротивлений в фазных координатах к системе симметричных координат производится с помощью той же матрицы преобразования Фортескью:

$$\underline{\mathbf{Z}}_s = \underline{\mathbf{S}}^{-1} \underline{\mathbf{Z}} \underline{\mathbf{S}}; \quad \underline{\mathbf{S}}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}.$$

Проще всего метод реализуется для симметричных систем при несимметричных воздействиях. В этом случае матрица сопротивлений в симметричных координатах является диагональной:

$$\underline{\mathbf{Z}}_s = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Z}}_1 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{\mathbf{Z}}_2 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{\mathbf{Z}}_0 \end{bmatrix},$$

и каждое из уравнений является независимым. Таким образом, расчет режимов прямой, обратной и нулевой последовательностей можно проводить отдельно. Трехфазная система воздействующих напряжений или токов раскладывается на составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей: $\dot{\mathbf{U}}_s = \underline{\mathbf{S}}^{-1}\dot{\mathbf{U}}$. Для рассматриваемой системы составляются три схемы замещения для каждой из последовательностей и определяются их реакции на воздействие соответствующей входной последовательности. После этого осуществляется наложение реакций каждой последовательности и обратный переход к фазным координатам.

Метод симметричных составляющих имеет ограниченное применение. Основной причиной, резко ограничивающей возможности его использования, является сильное усложнение схем замещения при росте числа несимметрий в электрической сети. По этой же причине затруднена формализация метода для его применения в расчетных алгоритмах. Фактически он работает только при

расчетах режимов в симметричных трехфазных системах при одной-двух несимметриях. Рассмотренные в работе С. Б. Лосева [87] примеры применения метода симметричных составляющих хорошо иллюстрируют резкое усложнение схем замещения для разных последовательностей при росте числа несимметрий исходной схемы.

При применении метода симметричных составляющих возникает еще несколько затруднений. Так, например, сопротивление нулевой последовательности ЛЭП зависит от проводимости земли, учет которой усложняется при нетранспонированной линии. Для трансформаторов характерным является появление токов обратной последовательности при подаче строго симметричного напряжения из-за неодинаковости конструкции стержней разных фаз. Совершенно неясна возможность корректного применения метода для специальных трансформаторов с симметрирующим эффектом [11, 38].

3.4.1. Расчетный пример 1

Три резистора сопротивлениями 5, 10 и 20 Ом соединены в звезду и подключены четырехпроводной системой к симметричной системе напряжений 380 В (рис. 3.2). Для иллюстрации соответствия расчетов в фазных координатах в ПК Fazonord и методом симметричных составляющих определены симметричные составляющие токов двумя методами.

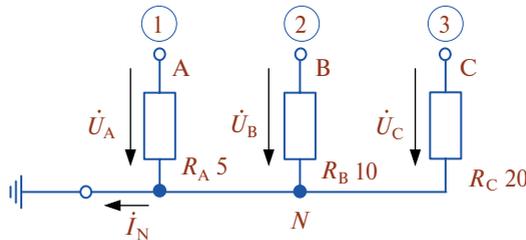


Рис. 3.2. Схема соединений трехфазной нагрузки

Линейное напряжение 380 В соответствует фазным напряжениям 220 В, причем $\dot{U}_A = 220e^{j0^\circ}$ В, $\dot{U}_B = 220e^{-j120^\circ}$ В, $\dot{U}_C = 220e^{j120^\circ}$ В. Токи фаз равны следующим значениям:

$$\dot{i}_A = \frac{\dot{U}_A}{R_A} = 44e^{j0^\circ} \text{ А}; \quad \dot{i}_B = \frac{\dot{U}_B}{R_B} = 22e^{-j120^\circ} \text{ А}; \quad \dot{i}_C = \frac{\dot{U}_C}{R_C} = 11e^{j120^\circ} \text{ А}.$$

Симметричные составляющие токов вычисляются по следующим соотношениям, $a = e^{j120^\circ}$:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \frac{\dot{I}_A + a\dot{I}_B + a^2\dot{I}_C}{3} = \\ &= \frac{44e^{j0^\circ} + e^{j120^\circ} \cdot 22e^{-j120^\circ} + e^{-j120^\circ} 11e^{j120^\circ}}{3} = 25.67e^{j0^\circ} \text{ A}; \\ \dot{I}_2 &= \frac{\dot{I}_A + a^2\dot{I}_B + a\dot{I}_C}{3} = \\ &= \frac{44e^{j0^\circ} + e^{-j120^\circ} \cdot 22e^{-j120^\circ} + e^{j120^\circ} 11e^{j120^\circ}}{3} = 9.70e^{j19,1^\circ} \text{ A}; \\ \dot{I}_0 &= \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C}{3} = \frac{44e^{j0^\circ} + 22e^{-j120^\circ} + 11e^{j120^\circ}}{3} = 9.70e^{-j19,1^\circ} \text{ A}. \end{aligned}$$

Ток нейтрали равен тройному току нулевой последовательности:

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 3\dot{I}_0 = 29,10e^{-j19,1^\circ} \text{ A}.$$

На рис. 3.3 показаны расчетная схема и векторная диаграмма фазных токов и токов симметричных составляющих из ПК Fazonord.

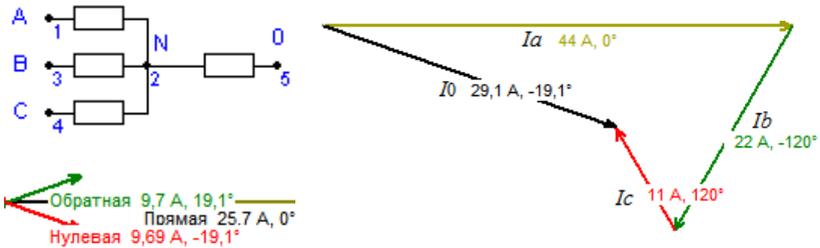


Рис. 3.3. Расчетная схема и векторные диаграммы токов ПК Fazonord

Пример демонстрирует возможности определения симметричных составляющих в ПК Fazonord после расчета в фазных координатах.

3.4.2. Расчетный пример 2

Методы симметричных и несимметричных составляющих хорошо работают в случае симметричных систем при наличии однократной несимметрии, но их применение сильно затрудняется или становится невозможным при нескольких несимметриях или для систем с наличием многих однофазных нагрузок типа систем электроснабжения электрифицированных железных дорог переменного тока. В примере [86] рассмотрено применение методов расчета в фазных координатах, в симметричных составляющих и в составляющих Кларк для сравнительно простой схемы.

Для сопоставления использована схема с линией электропередачи напряжением 220 кВ, питающейся от источника бесконечной мощности, с однофазной нагрузкой, включенной на линейное напряжение, как это используется в системах тягового электроснабжения 2×25 кВ (рис. 3.4).

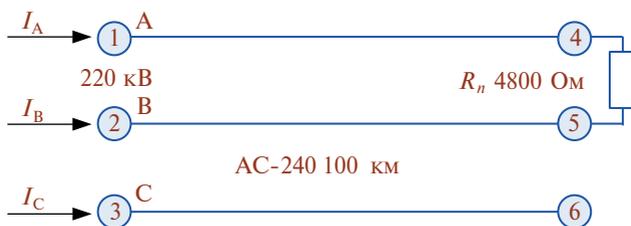


Рис. 3.4. Схема анализируемой системы

Система линейных напряжений источника питания симметрична с фазными напряжениями $\dot{U}_A = 127 \cdot e^{j0^\circ}$ кВ, $\dot{U}_B = 127 \cdot e^{-j120^\circ}$ кВ, $\dot{U}_C = 127 \cdot e^{j120^\circ}$ кВ. Несимметричный режим трехфазной цепи создается резистивной нагрузкой, сопротивление которой 4800 Ом, длина линии $l = 100$ км. Линия выполнена тремя проводами АС-240 с омическим сопротивлением 0,131 Ом/км, радиусом провода 1,07 см и координатами их расположения с учетом стрелы провеса $(-2; 15)$; $(0; 18)$; $(2; 15)$ м.

Аналитический расчет в фазных координатах. Расчет без учета емкостных токов линии позволяет оставить в схеме замещения по рис. 3.5 только два провода; третий провод роли не играет, поскольку ток в нем не протекает. Схема составлена двумя контурами «провод – земля» со взаимоиндуктивной связью между ними.

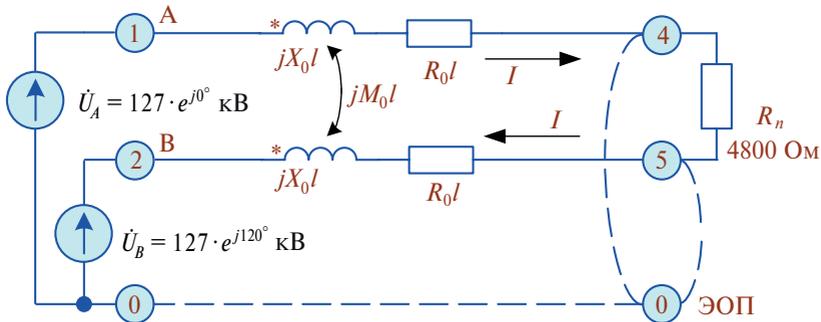


Рис. 3.5. Схема замещения: ЭОП – эквивалентный обратный провод

Токи в двух проводах равны и противоположно направлены, поэтому ток в земле нулевой. Падение напряжения в каждом проводе определяется так:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_B = (2R_{\text{int}}I + 2jX_{\text{int}}I + 2jX_0I - 2jX_M I + R_n)I.$$

Полное сопротивление петли, составленной двумя проводами и нагрузкой, равно

$$\underline{Z} = 2[R_{\text{int}} + 2X_{\text{int}} + j(X_0 - X_M)]l + R_n = 2[\underline{Z}_{\text{int}} + \underline{Z}_{\text{ext}}]l + R_n = 2\underline{Z}_l l + R_n,$$

где $\underline{Z}_{\text{int}} = R_{\text{int}} + jX_{\text{int}}$ – внутреннее сопротивление 1 км провода;

$\underline{Z}_{\text{ext}} = j(X_0 - X_M)$ – внешнее индуктивное сопротивление 1 км провода, определяемые формулами главы 2:

$$\underline{Z}_{\text{ext}} = jf[0,005787 + 0,001256\ln(d/r)], \text{ Ом/км};$$

$$R_{\text{int}} = R_0(0,9 + 0,0063f^{0,755}), \text{ Ом/км};$$

$$X_{\text{int}} = 0,001[(0,033 - 0,00107f^{0,83})S + (1,07f^{0,83} - 13,5)], \text{ Ом/км}.$$

В приведенных формулах f – частота, Гц; r – эквивалентный радиус провода, см, для сталеалюминиевых проводов, принимаемый равным 0,95 внешнего радиуса; γ – удельная проводимость однородной земли или эквивалентная средневзвешенная проводимость, см/м; R_0 – сопротивление 1 км провода постоянному току; S – площадь сечения провода, мм²; $d = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2}$ – расстояние между проводами с координатами расположения в поперечном сечении (x_1, y_1) , (x_2, y_2) , м.

При приведенных выше значениях величин получается $Z_1 = = 0,134 + j0,388 \text{ Ом/км}$, а токи фаз равны $\dot{I}_A = (\dot{U}_A - \dot{U}_B)/Z = = 45,57 \cdot e^{j29,1^\circ} \text{ А}$; $\dot{I}_B = -\dot{I}_A = 45,57 \cdot e^{-j150,9^\circ}$; $\dot{I}_C = 0$.

Расчет методом симметричных составляющих. Для расчетов необходимы величины эквивалентных нагрузок прямой, обратной и нулевой последовательностей, которые можно определить без матричных преобразований по схеме рис. 3.6. При трех одинаковых нагрузках сопротивление фазы АВ 4800 Ом обеспечивается при значениях сопротивлений элементов, соединенных в звезду, 2400 Ом. Это – сопротивления прямой и обратной последовательностей; для нулевой последовательности существует разрыв цепи.

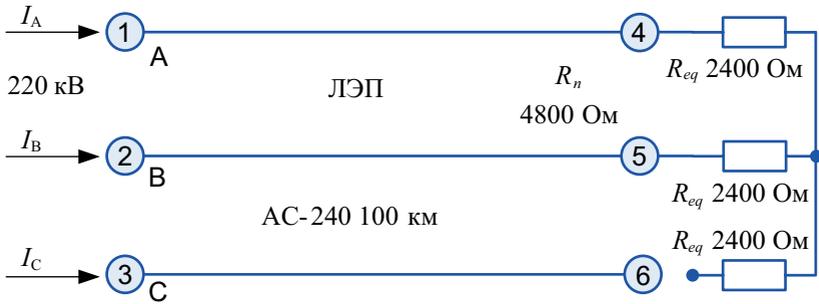


Рис. 3.6. Эквивалентная схема с симметричной нагрузкой и обрывом фазы C

Метод симметричных составляющих применим для линейных систем и сводится к составлению трех однолинейных схем замещения для составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей с последующим расчетом режимов трех схем и наложением трех решений. Для решения в симметричных координатах по методике [16] составляется комплексная схема замещения одной особой фазы C по рис. 3.7.

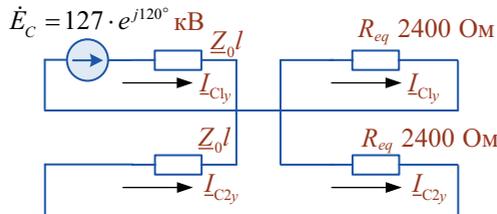


Рис. 3.7. Комплексная схема замещения особой фазы C

В соответствии со схемой рис. 3.7 токи прямой и обратной последовательностей фазы С равны:

$$\dot{I}_{C1} = \frac{\dot{E}_C}{2(\underline{Z}_l + R_{eq})} = 26,31 \cdot e^{j119,1^\circ} \text{ А};$$

$$\dot{I}_{C2} = -\dot{I}_{C1} = 26,31 \cdot e^{-j60,9^\circ} \text{ А};$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{1A} = 26,31 \cdot e^{-j0,92^\circ} \text{ А};$$

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_{2A} = 26,31 \cdot e^{j59,1^\circ} \text{ А}.$$

Ток нулевой последовательности нулевой, а фазные токи равны:

$$\dot{I}_A = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 = 45,57 \cdot e^{j59,1^\circ} \text{ А};$$

$$\dot{I}_B = \underline{a}^2 \cdot \dot{I}_1 + \underline{a} \cdot \dot{I}_2 = 45,57 \cdot e^{-j150,9^\circ} \text{ А};$$

$$\dot{I}_C = \underline{a} \cdot \dot{I}_1 + \underline{a}^2 \cdot \dot{I}_2 = 0.$$

Расчет в составляющих Кларк $\alpha, \beta, 0$. Преобразование Эдит Кларк удобно использовать при отсутствии тока нулевой последовательности, когда уравнения существенно сокращаются. При отсутствии тока нулевой последовательности сопротивления в системе Кларк совпадают с сопротивлением прямой последовательности в симметричных координатах:

$$\underline{Z}_\alpha = \underline{Z}_\beta = \underline{Z}_l = 13,4 + j38,8 \text{ Ом/км}.$$

В литературе встречается несколько вариантов преобразования Кларк, отличающиеся коэффициентами. Используя вариант преобразования при $\dot{I}_0 = 0$:

$$\begin{cases} \dot{I}_\alpha = (2\dot{I}_A - \dot{I}_B - \dot{I}_C) / 3 \\ \dot{I}_\beta = \frac{\dot{I}_B - \dot{I}_C}{\sqrt{3}} \end{cases};$$

$$\begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_\alpha \\ \dot{I}_B = -0,5\dot{I}_\alpha + 0,5\sqrt{3}\dot{I}_\beta, \\ \dot{I}_C = -0,5\dot{I}_\alpha - 0,5\sqrt{3}\dot{I}_\beta \end{cases}$$

для ЭДС источника питания можно получить $\dot{E}_\alpha = 127 \cdot e^{j0^\circ}$ кВ;
 $\dot{E}_\beta = 127 \cdot e^{-j90^\circ}$, кВ.

Для нахождения напряжений и токов в составляющих Кларк записывается и решается система уравнений на основании закона Ома и граничных условий в начале и в конце линии:

$$\begin{aligned}\dot{U}_\alpha &= \dot{E}_\alpha - \dot{Z}_\alpha \dot{I}_\alpha; \\ \dot{U}_\beta &= \dot{E}_\beta - \dot{Z}_\beta \dot{I}_\beta; \dot{I}_C = 0; \\ \dot{U}_{AK} - \dot{U}_{BK} &= \dot{I}_A R_{eq}; \\ \dot{U}_{CK} &= \dot{E}_C,\end{aligned}$$

где \dot{U}_{AK} , \dot{U}_{BK} , \dot{U}_{CK} – напряжения конца линии.

Последнее уравнение определяет только потенциал фазы C без связи с другими переменными, так что остается 4 уравнения с 4 неизвестными \dot{U}_α , \dot{U}_β , \dot{I}_α , \dot{I}_β .

Из третьего уравнения и соотношения $\dot{I}_C = -0,5\dot{I}_\alpha - 0,5\sqrt{3}\dot{I}_\beta$ следует $\dot{I}_\alpha = -\sqrt{3}\dot{I}_\beta$; из четвертого уравнения с подстановкой первого и второго уравнений и учетом $\dot{I}_A = \dot{I}_\alpha$, $\dot{U}_{AK} = \dot{U}_\alpha$, $\dot{U}_{BK} = -0,5\dot{U}_\alpha + 0,5\sqrt{3}\dot{U}_\beta$ получается:

$$\begin{aligned}\dot{I}_\beta &= \frac{0,5\dot{E}_\beta - 1,5\dot{E}_\alpha / \sqrt{3}}{1,5\dot{Z}_\alpha + 0,5\dot{Z}_\beta + R_{eq}} = 26,31 \cdot e^{-j150,9^\circ} \text{ А}; \\ \dot{I}_\alpha &= \dot{I}_A = 45,57 \cdot e^{j29,1^\circ} \text{ А}; \\ \dot{I}_B &= \sqrt{3}\dot{I}_\beta = 45,6 \cdot e^{-j150,9^\circ} \text{ А}.\end{aligned}$$

Расчет программным комплексом Fazonord. Схема рис. 3.4 в комплексе Fazonord реализуется просто с использованием элемента линии из библиотеки элементов (рис. 3.8). Результаты расчетов приведены в табл. 3.1, векторная диаграмма токов комплекса показана на рис. 3.9.

Таблица 3.1

Результаты расчетов токов на выходе ЛЭП комплексом Fazonord

Величина	\dot{I}_A	\dot{I}_B	\dot{I}_C	\dot{I}_1	\dot{I}_2
Ток, А	45,83	45,83	0	26,46	26,46
Угол, °	28,98	-151,0	-	-1,0	59,0

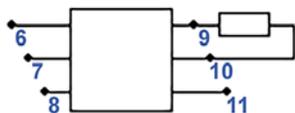


Рис. 3.8. Расчетная схема ПК Fazonord



Рис. 3.9. Векторная диаграмма токов

Результаты расчетов практически идентичны, за исключением небольших отличий расчета комплексом Fazonord в связи с автоматическим учетом в нем собственных и взаимных емкостных проводимостей линии, что приводит к отличиям тока в начале линии от тока в ее конце.

В методе симметричных составляющих используются сопротивления элементов, полученные из пофазного представления линии и нагрузки, метод составляющих Кларк использует те же самые данные. Приведенные примеры показывают, что большая сложность методов разных составляющих состоит в необходимости записи уравнений на базе граничных условий в местах несимметрий. При наличии двух и более несимметрий задача резко усложняется, и практически невозможно применение составляющих в случае схемы питания системы электроснабжения с перемещающимися тяговыми нагрузками. В этом случае программный комплекс Fazonord остается безальтернативным средством расчетов режимов электрических систем.

3.5. Особенности моделирования трехфазной СТЭ

3.5.1. Модель трехфазного электровоза для расчета режимов

Элементами трехфазного электровоза являются трехфазный преобразовательный трансформатор, выпрямительно-инверторный блок и тяговые электродвигатели.

Основные задачи, которые необходимо решить для создания модели трехфазной тяговой нагрузки, заключаются в определении $\cos\varphi$ на основной частоте и параметров высших гармоник. Активное и реактивное потребление трехфазным электровозом в перспективе должно определяться тяговыми расчетами; до разработки

соответствующих средств можно воспользоваться результатами таких расчетов для однофазного подвижного состава с корректировкой реактивных токов и разделением суммарной активной мощности на три одинаковые части.

Наиболее перспективный для трехфазного электровоза шестипульсовый выпрямитель при симметричной системе питающих напряжений генерирует пятую, седьмую, одиннадцатую, тринадцатую гармоники тока и так далее, то есть наиболее значимая при однофазной тяге третья гармоника практически отсутствует и эффект подавления в трехфазной сети гармоник, кратных трем, при наличии одинаковых источников в трех фазах, роли не играет. Этот фактор несколько усложняет расчеты режимов на высших гармониках, поскольку при принятом в ПК Fazonord подходе требует наличия специфической таблицы гармоник тока. Генерируемые шестипульсовым выпрямителем гармоники зависят от его загрузки, что может быть учтено приближенной формулой [135] для амплитуд гармоник:

$$I_v = \frac{2\sqrt{3}I_d}{\pi k_T v},$$

где номера гармоник определяются выражением $v = kp \pm 1$, $p = 6, 12, 24$; величина выпрямленного тока I_d рассчитывается через заданное значение основной гармоники, а фазы высших гармоник находятся через фазу основной гармоники ψ по формуле $\psi_v = v\psi$; k_T – коэффициент трансформации трехфазного трансформатора.

Для получения корректной формы токов и напряжений трехфазного электровоза необходимо учесть угловой сдвиг гармоник на 180° , определяемый формулой для любого целого положительного v :

$$I_v = \frac{4I_d}{\pi k_T v} \sin\left(\frac{\pi v}{2}\right) \sin\left(\frac{\pi v}{3}\right).$$

Расчеты при задании уровня ВГ по приведенной формуле позволяют получить оценку возможного уровня гармоник с большим запасом, в основном соответствующим малым нагрузкам выпрямителя. Как указано в работе [135], уровни значимых гармоник при росте загрузки выпрямителя значительно снижаются, и целесообразно при его средних нагрузках уменьшить уровни ВГ примерно вдвое. Соответствующие величины приведены в табл. 3.2, они взяты из работы [135] и приняты для моделирования.

Таблица 3.2

Токи гармоник трехфазного электровоза в режимах тяги и рекуперации, % от первой гармоники

Номер гармоники v	1	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31	35	37
Ток гармоники, тяга	100	17,4	10,8	4,4	2,8	1,3	1,1	0,9	0,8	0,5	0,4	0,3	0,3
Ток гармоники, рекуперация	100	19,8	14,0	8,6	7,1	5,2	4,5	3,4	3,0	2,3	2,1	1,9	1,8
Угол гармоники, град.	0	180	180	0	0	180	180	0	0	180	180	0	0

Трехфазный мостовой выпрямитель потребляет значительно меньше реактивной мощности по сравнению с однофазным. Коэффициент мощности шестипульсового выпрямителя может быть определен по формуле [135]:

$$k_M \approx \frac{3}{2\pi} [\cos(\alpha + \gamma) + \cos \alpha],$$

где α – угол управления;

γ – угол коммутации.

Как указано в работе [135], коэффициент мощности шестипульсового выпрямителя лежит в пределах от 0,88 до 0,92, и в первом приближении его можно принять равным 0,9.

Отдельный вопрос заключается в рекуперативном (инверторном) режиме трехфазной мостовой схемы, когда $\pi/2 < \alpha < \pi - \beta$, где $\beta_{\min} = 10...15^\circ$ – угол опережения включения. Этот режим характерен потреблением реактивной мощности и повышенным уровнем гармоник.

По данным [135], коэффициент мощности инвертора определяется выражением

$$\cos \varphi = \cos(\beta - \gamma/2),$$

и при $\beta = 35^\circ$, $\gamma = 20^\circ$ коэффициент мощности равен 0,86.

Относительные уровни гармоник в табл. 3.2 для режима рекуперации трехфазного электровоза взяты из диссертации О. О. Кожяковой «Совершенствование методов анализа электромагнитных процессов в многопульсовых выпрямительно-инверторных преобразователях тяговых подстанций», Омск, 2009.

3.5.2. Алгоритм моделирования работы трехфазной системы тягового электроснабжения

Некоторые сложности моделирования работы трехфазной системы тягового электроснабжения заключаются в отсутствии данных по токопотреблению трехфазными электровозами и в необходимости подключения тяговой нагрузки между парами узлов тяговой сети, в то время как для однофазной ТС подключение тяговой нагрузки производилось между узлом контактной сети и точкой нулевого потенциала. В связи с этими трудностями был принят и реализован следующий алгоритм моделирования.

1. Для задания тяговой нагрузки могут быть использованы данные тягового расчета для однофазных поездов. Коэффициент мощности трехфазного локомотива принят равным $k_{\text{MT}} = 0,9$ в режиме тяги и $k_{\text{MT}} = 0,86$ в режиме рекуперации, поэтому реактивная мощность трехфазного поезда рассчитывается из активной мощности однофазного поезда по следующим формулам:

$$Q_{3\text{T}} = 0,484 \cdot P_{1\text{aT}}; Q_{3\text{P}} = 0,593 \cdot |P_{1\text{aP}}|,$$

где $P_{1\text{aT}}$, $P_{1\text{aP}}$ – активная мощность однофазного поезда в режимах тяги и рекуперации, в обоих режимах локомотив потребляет реактивную энергию.

2. Для каждой мгновенной схемы по тяговым токам определяются активная и реактивная мощности нагрузки в узле положения поезда с разделением суммарных трехфазных мощностей по одной трети на фазу поездной нагрузки.

3. Для определения узлов подключения трехфазной тяговой нагрузки для каждого поезда и участка тяговой сети задаются номера трех узлов начала участка, на котором в параллельных узлах подключается тяговая нагрузка. Допускается возможность указания нулевого номера для третьего узла, в этом случае расчет производится как для однофазного поезда, но с подключением тяговой нагрузки между указанными узлами. Подключение мощностей производится через однофазные разделительные трансформаторы с малыми напряжениями короткого замыкания и малыми потерями холостого хода и короткого замыкания. Один конец вторичной обмотки такого трансформатора заземлен, что позволяет указывать тяговую нагрузку в незаземленном узле по отношению к точке нулевого потенциала.

Указание узлов подключения тяговой нагрузки является ответственным этапом расчетов, поскольку неправильное их указание

приведет к несходимости итерационного процесса или неправильным результатам.

4. Расчет режима мгновенной схемы аналогичен его определению при однофазных поездах; в выводимой информации присутствуют данные по всем трем фазам каждого поезда для каждой мгновенной схемы.

5. При расчетах на гармониках, как и для однофазных поездов, применяется модель источника тока, подключаемая между теми же парами узлов, что и при расчете режима на основной частоте. Для получения токов ВГ используются соотношения между током основной частоты и током гармоники в соответствии с табл. 3.2, расчеты проводятся только для канонических гармоник шестипульсового выпрямителя.

Выводы

1. Принятое в тяговом электроснабжении моделирование внешнего электроснабжения реактансами короткого замыкания приводит к двум отрицательным последствиям: невозможности учета взаимовлияния тяговых подстанций через питающие линии электропередачи и расчета эффектов несимметрии и несинусоидальности в системе внешнего электроснабжения.

2. Представление тяговой нагрузки источником тока может приводить к большим погрешностям расчета режима СТЭ, особенно при пониженных напряжениях на токоприемниках электровазов и определении пропускной способности железной дороги по системе электроснабжения. Поэтому необходимо использовать представление тяговой нагрузки величинами активной и реактивной мощностей в режимах тяги и рекуперации.

3. Использование метода симметричных составляющих или его модификаций для расчетов режимов объединенных систем тягового и внешнего электроснабжения практически невозможно. Единственный приемлемый подход может базироваться на фазных координатах с моделированием элементов решетчатыми схемами замещения. Сложности метода, связанные с большой размерностью систем уравнения для расчета режима при современном уровне вычислительной техники, значения не имеют.

4. МОДЕЛИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Система 25 кВ

Модель тягового трансформатора ТДТНЖ-40000/230/27,5/11. В классической СТЭ 25 кВ наиболее распространен трехобмоточный тяговый трансформатор мощностью 40000 кВ·А с напряжениями 110 или 220 кВ на высокой стороне, на стороне среднего напряжения 27,5 кВ, и 6 или 10 кВ – на низкой. В частности, трансформатор ТДТНЖ-40000/230/27,5/11 имеет следующие параметры:

- номинальные мощности всех обмоток 40000 кВ·А;
- схема соединения обмоток $Y/\Delta/\Delta$;
- номинальные напряжения обмоток 230 кВ, 27,5 кВ, 11 кВ;
- напряжения короткого замыкания ВН-СН 12,5 %; ВН-НН 17 %; СН-НН 6 %;
- потери короткого замыкания 220 кВт;
- ток холостого хода 1,1 %;
- потери холостого хода 66 кВт.

Внешний вид и соединение катушек модели ПК Fazonord показан на рис. 4.1.

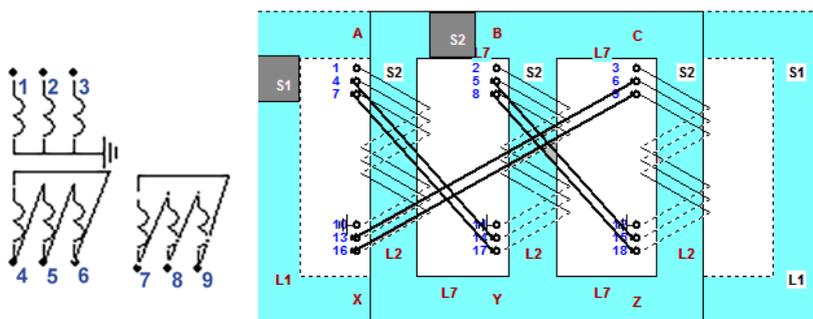


Рис. 4.1. Внешний вид модели и схема соединения катушек модели трансформатора

Расчет режима одиночного трансформатора при холостом ходе и номинальных напряжениях первичной обмотки дает потери 65,8 кВт, ток по фазам 1,23 А, 0,89 А, 1,23 А, или в среднем 1,1 %

номинального тока. При коротком замыкании тяговой обмотки установкой шунтов в узлах 4, 5, 6 по 1000 См с фазными напряжениями первичной обмотки 16,6 кВ (12,5 % номинала) ток первичной обмотки равен номинальному 100,4 А, ток вторичной обмотки равен номинальному 839,7 А.

Модель тяговой сети двухпутного участка $2 \times (\text{ПБСМ-95} + \text{МФ-100} + 2\text{Р-65}) + \text{смежный провод}$. Внешний вид модели на расчетной схеме и поперечное сечение проводов показаны на рис. 4.2. Узлы рельсовых нитей выведены явно, что позволяет определять потенциалы рельсов.

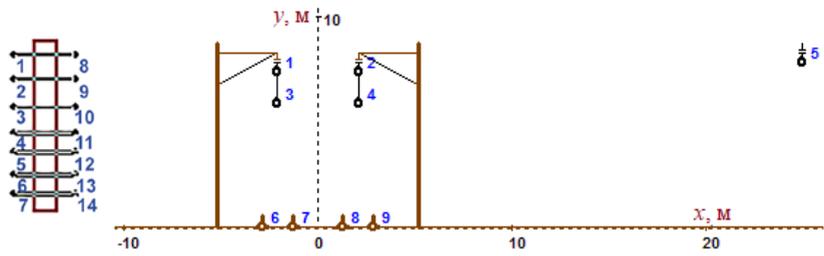


Рис. 4.2. Внешний вид модели и поперечное сечение проводов тяговой сети

Для сопоставления параметров тяговых сетей подготовлена расчетная схема ПК Fazonord по рис. 4.3.

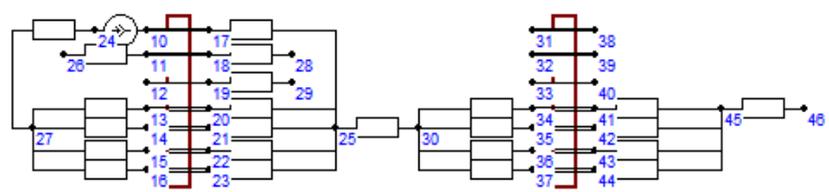


Рис. 4.3. Расчетная схема для определения сопротивления тяговой сети одного пути системы 25 кВ

Схема по рис. 4.3 предназначена для расчета сопротивления тяговой сети одного пути и определения наводимых напряжений на смежном проводе, обозначенном номером 5 на рис. 4.2 и расположенном на расстоянии 25 м от оси дороги.

Надо заметить, что понятие сопротивления относится к двухполюснику и ценно тем, что его величина определяет пропорциональность напряжения на его узлах току через сечение. К сожалению,

тяговая сеть не является линейным элементом, что в первую очередь зависит от факта стекания тока с рельсов в землю, из-за чего сопротивление не пропорционально длине участка. Наличие ряда узлов тяговой сети – еще одна сложность, усугубляемая взаимоиндуктивными связями проводов и рельсовых нитей друг с другом. Поэтому напряжение «контактная сеть – рельсы» одного пути зависит от тока второго пути.

Однако стекание тока с рельсов в землю обычно сказывается на расстоянии порядка 1...2 км от нагрузки, и при больших расстояниях пропорциональность сопротивления длине участка практически соблюдается. В ПК Fazonord фактор стекания токов с рельсов в землю может быть учтен моделированием участка ТС длинной линией, что и сделано для схемы рис. 4.3. Кроме того, ПК Fazonord оперирует решетчатыми схемами замещения многопроводных линий, а не сопротивлениями двухполюсников, что устраняет второй фактор.

Для сопоставления с параметрами тяговых сетей других видов выбрана схема, определяющая входное сопротивление ТС одного пути при замыкании на землю контактной сети второго пути через *RL*-элементы малого сопротивления в узлах 11 и 18 по рис. 4.3. Взаимовлияние через магнитное поле при этом приводит к некоторому снижению входного сопротивления первого пути.

Источник тока с током величиной 100 А подключен к нечетному пути участка длиной 10 км, при этом потенциал узла 10 численно равен входному сопротивлению в омах. Второй участок тяговой сети длиной 40 км подключен к рельсам первого для моделирования отвода тока к правой части рельсов межподстанционной зоны; как выяснилось, отвод примерно четвертой части тока мало влияет на потенциал узла 10.

RL-элемент малого сопротивления между узлами 17 и 25 создаст короткое замыкание контактной сети нечетного пути на рельсы. В узле 24 установлен шунт большой проводимости, и его потенциал нулевой. *RL*-элемент сопротивлением 0,2 Ом между узлами 24 и 27 моделирует заземлитель тяговой подстанции. *RL*-элемент между узлами 19 и 29 при наличии шунта в узле 29 позволяет получать величину наведенного на смежном проводе напряжения магнитного влияния, а при отсутствии шунта и напряжении контактной сети 25 кВ расчет дает напряжение электрического влияния.

Расчеты по схеме привели к значению сопротивления одного пути $0,204 + j0,375$ Ом/км при токе четного пути 28 А, напряжение магнитного влияния на длине 10 км 48 В, напряжение электрического

влияния при незаземленном смежном проводе и напряжениях контактной сети обоих путей 25 кВ равно 1,34 кВ.

4.2. Система 2×25 кВ

Модель тяговой сети двухпутного участка 2×(ПБСМ-95+МФ-100+2Р-65+А-185)+смежный провод. К модели по рис. 4.3 добавлена информация по двум питающим проводам А-185 (рис. 4.4). Узлы 1, 2, 10, 11 соответствуют контактным подвескам, узлы 3, 4, 12, 13 – питающим проводам, узлы 5 и 14 – смежной линии, расположенной на расстоянии 25 м.

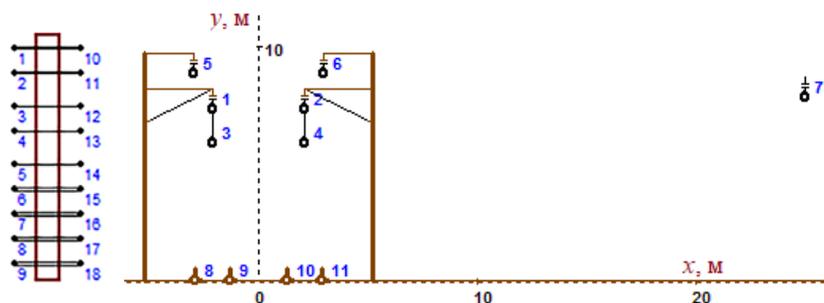


Рис. 4.4. Внешний вид модели и поперечное сечение проводов тяговой сети 2×25

Упомянутые в предыдущем разделе сложности с определением сопротивления усугубляются здесь наличием автотрансформаторов и дополнительных проводов, а также сложным токораспределением в многопроводной системе с рельсами и землей. Для сопоставимости с СТЭ 25 кВ выбрана полная схема межподстанционной зоны длиной 50 км с четырьмя элементами тяговой сети длинами по 12,5 км и тремя парами автотрансформаторов АОМНЖ-16000/55 (рис. 4.5). В схему включена модель тягового трансформатора ОРДНЖ-25000/230/55, который при коротком замыкании в конце МПЗ играет роль шунтирующей перемычки ввиду малого сопротивления внешней сети. Перемычка короткого замыкания установлена в конце зоны между узлами 124–133.

Расчет режима схемы с током источника тока 200 А в узле 60 позволил определить входное сопротивление участка. Отнесенное

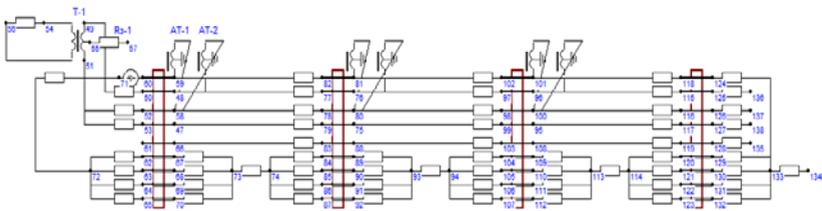


Рис. 4.5. Фрагмент расчетной схемы для определения сопротивления тяговой сети одного пути

к 1 км оно составило $0,101 + j0,227$ Ом/км; в основном это транзитное сопротивление с добавкой местного на правом участке тяговой сети. Напряжение магнитного влияния составляет в среднем по МПЗ 6,0 В/км, однако оно распределено неравномерно из-за наличия местной составляющей на правом участке, на котором в среднем на 1 км приходится 9,3 В/км, в полтора раза больше среднего по всей МПЗ. Напряжение электрического влияния при незаземленном смежном проводе и номинальном напряжении обоих путей 3,65 В.

4.3. СТЭ с экранирующими и усиливающими проводами

Элемент тяговой сети системы с ЭУП содержит информацию о восьми проводах контактной сети, четырех рельсовых нитях и смежном проводе с расположением контактной подвески и смежного провода аналогично разделу 4.1. Экранирующий провод (узлы 3–14, 5–16) расположен немного выше и ближе к контактной подвеске по сравнению с усиливающим проводом (узлы 4–15, 6–17) (рис. 4.6). Смежному проводу соответствуют узлы 7–18 на схеме элемента.

Расчетная схема для определения сопротивления одного пути в основном выполнена также аналогично схеме раздела 4.1; экранирующие провода заземлены по краям, усиливающие провода соединены с контактными, КС четного пути заземлена и добавлен элемент длиной 40 км для учета растекания тока рельсов в обе стороны места короткого замыкания.

Источник тока с током 100 А присоединен к элементу тяговой сети длиной 10 км, и потенциал узла 140 численно равен входному

сопротивлению нечетного пути в омах. Расчет режима схемы показал, что по контактной подвеске протекает ток 56 А, по усиливающему – 44 А, в экранирующем проводе наводится ток 28 А. Соответствующие токи заземленной контактной сети четного пути составили 15,6 А, 6,1 А и 6,6 А. В месте короткого замыкания ток возврата в рельсовые нити левого элемента равен 66 А, в правый элемент – 34 А.

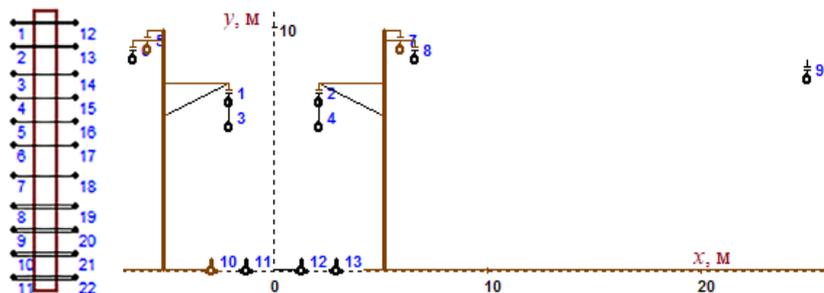


Рис. 4.6. Внешний вид модели и поперечное сечение проводов тяговой сети с ЭУП

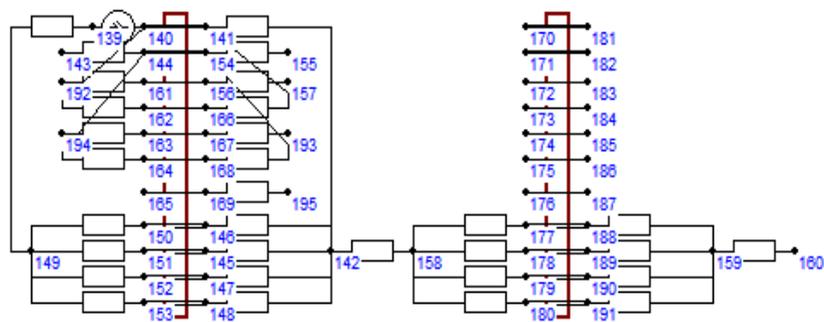


Рис. 4.7. Расчетная схема для определения сопротивления тяговой сети с ЭУП

Отнесенное к единице длины входное сопротивление равно $0,120 + j0,231$ Ом/км. Напряжение магнитного влияния составляет 2,5 В/км. Напряжение электрического влияния при незаземленном смежном проводе и номинальных напряжениях контактной сети обоих путей 1,64 кВ.

4.4. СТЭ с коаксиальными кабелями

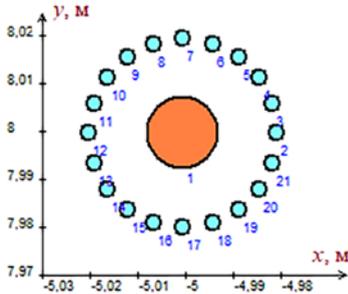


Рис. 4.8. Поперечное сечение модели кабеля

Каждая кабельная линия модели представлена набором проводов: алюминиевая жила сечением 185 мм^2 и 20 проводов сопротивлением $1,84 \text{ Ом/км}$ сечением $9,3 \text{ мм}^2$ вокруг жилы на расстоянии 2 см от ее центра (рис. 4.8). В многопроводной системе имеется три смежных провода, из которых задействован провод с номером 5 по рис. 4.9. Провода с номерами 6 и 7 на режим не влияют, если они никуда не присоединены и не заземлены.

Контактная подвеска обоих путей ПБСМ-95+МФ-100, рельсовые нити узлами не представлены и при расчете режима имеют нулевой потенциал (но с учетом протекающих в них токов).

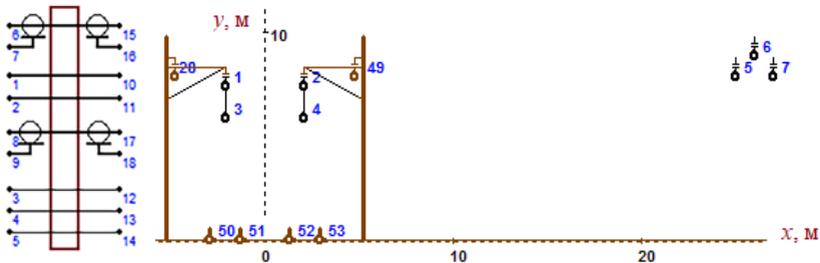


Рис. 4.9. Внешний вид модели и поперечное сечение проводов тяговой сети с коаксиальным кабелем

Расчетная схема для определения сопротивления одного пути показана на рис. 4.10. Элемент тяговой сети длиной 10 км моделируется длинной линией, как и в предыдущих вариантах. Жилы кабелей соединены с соответствующими контактными подвесками низкоомными RL -элементами, экраны кабелей заземлены. Ток – источника тока 100 А . Объект интереса – смежный провод с узлами 216–200, для расчета магнитного влияния заземленный в узле 201 через низкоомный RL -элемент и изолированный от земли при расчете электрического влияния с номинальными напряжениями контактной сети.

Входное сопротивление нечетного пути, отнесенное к 1 км, составило $0,125 + j0,088$ Ом/км с преобладанием активного сопротивления ввиду емкостной компенсации кабельной линии. На нечетном пути ток контактной подвески составил 36 А, ток жилы кабеля 69 А (сумма превышает 100 А из-за различия углов токов), ток заземленного экрана 74 А. Токи контактной сети четного пути не превышали 2–3 А.

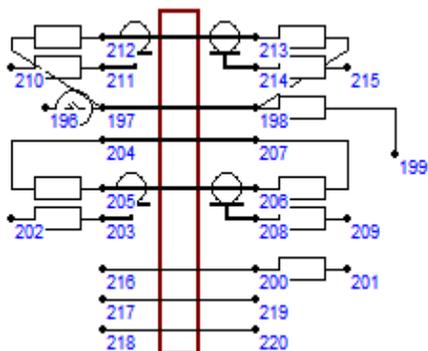


Рис. 4.10. Расчетная схема для определения сопротивления тяговой сети с коаксиальным кабелем

Напряжение магнитного влияния составило в среднем по МПЗ 1,6 В/км. Напряжение электрического влияния при незаземленном смежном проводе и номинальном напряжении обоих путей 888 В.

4.5. СТЭ с отсасывающими трансформаторами

Тяговая сеть с отсасывающими трансформаторами дополнена обратными проводами А-185 с номерами 3 и 6 по рис. 4.11, в остальном набор проводов аналогичен таковому для классической сети 25 кВ по разделу 4.1.

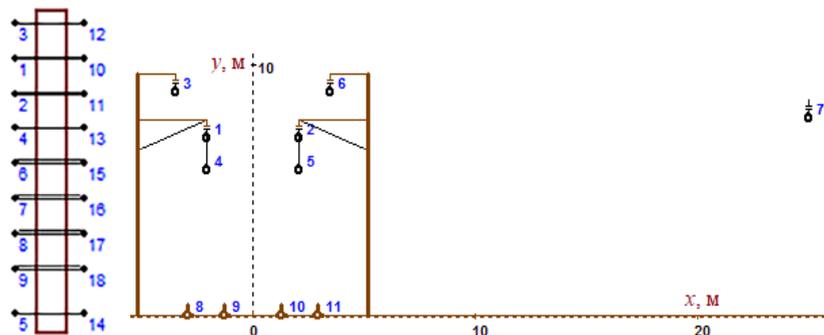


Рис. 4.11. Внешний вид модели и поперечное сечение проводов тяговой сети с отсасывающими трансформаторами и обратными проводами

Поскольку отсасывающие трансформаторы в схеме с обратными проводами подключаются через 4,5 км, для расчета входного сопротивления тяговой сети использована расчетная схема с десятью элементами тяговой сети длинами по 5 км. Фрагмент расчетной схемы с двумя элементами показан на рис. 4.12.

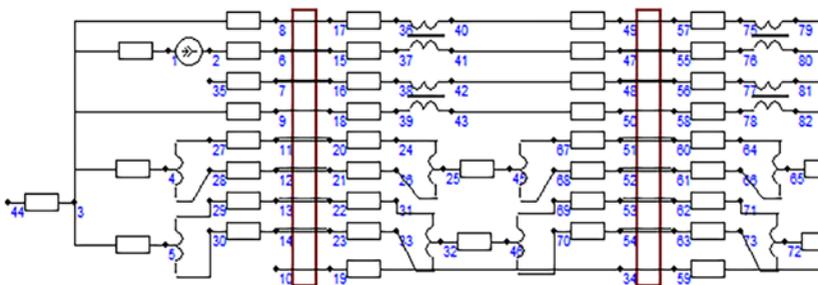


Рис. 4.12. Фрагмент расчетной схемы для определения сопротивления тяговой сети с отсасывающими трансформаторами и обратными проводами

На схеме в явном виде представлены узлы рельсовых нитей и дроссель-трансформаторы, соединяющие рельсы на границах блок-участков. RL-элемент между узлами 44 и 3 сопротивлением 0,2 Ом отображает заземление тяговой подстанции.

Ток источника тока, подключенного к контактной сети нечетного пути, равен 200 А, контактная сеть четного пути заземлена шунтами в соответствующих узлах. Модели отсасывающих трансформаторов соответствуют параметрам трансформатора ОМО-800/35 при коэффициенте трансформации, равном единице. Узлы 6 и 15 левого элемента по рис. 4.12 соответствуют контактной подвеске нечетного пути, 7 и 16 – четного; пары узлов 8–17, 9–18 отвечают питающим проводам путей.

При токе контактной сети нечетного пути 200 А в обратном проводе протекает ток 191 А, по контактной сети и питающему проводу четного пути протекают токи 3,9 А и 3,8 А. Токи рельсовых нитей слева по рис. 4.12 составляют 3,9 А, 4,2 А, 3,3 А, 2,8 А, в порядке их расположения, начиная с внешнего рельса нечетного пути.

Входное сопротивление нечетного пути, отнесенное к 1 км, равно $0,334 + j0,650$ Ом/км, оно значительно больше, чем сопротивление тяговой сети без отсасывающих трансформаторов, увеличивающих сопротивление. Напряжение магнитного влияния составляет в среднем по МПЗ 0,91 В/км. Напряжение электрического влияния

при незаземленном смежном проводе и номинальном напряжении обоих путей 883 В.

4.6. Трехфазная система тягового электроснабжения

Моделирование трехфазной тяговой сети в программном комплексе Fazonord затруднений не вызывает, поскольку комплекс позволяет моделировать практически любую многопроводную систему, включающую в свой состав также рельсовые нити. В качестве первого приближения к моделированию принята контактная подвеска двухпутного участка с проводами $2 \times [2 \times (\text{ПБСМ-95} + \text{МФ-100}) + 2\text{Р-65}]$. Дополнительно для анализа влияния на смежную линию в модель введены два провода АС-35. Внешний вид элемента и поперечное сечение системы проводов представлено на рис. 4.13. Узлы 1, 2, 9, 10 соответствуют контактной подвеске нечетного пути, узлы 3, 4, 11, 12 – контактной подвеске четного. Две рельсовые нити нечетного пути объединены в узлы 7 и 15 для возможности корректного указания присоединения тяговой нагрузки к объединенной паре рельсов, соединяемой колесными парами подвижного состава. То же сделано и для четного пути с узлами 8 и 16.

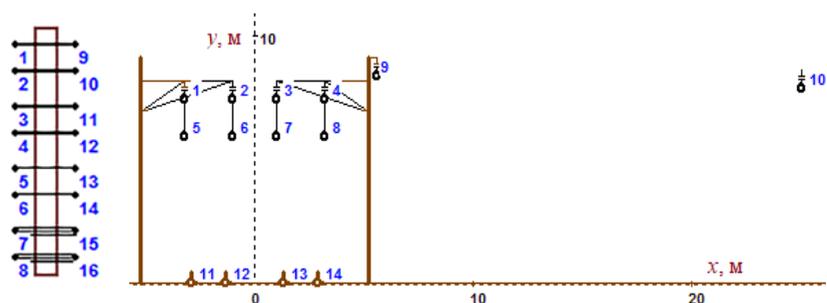


Рис. 4.13. Внешний вид модели и поперечное сечение системы проводов

Узлы 5–13 и 6–14 отвечают концам двух проводов смежной линии. Узел 1 и узел 9 соответствуют объединенной паре концов проводов с номерами 1 и 5 по рисунку поперечного сечения; при подобном объединении приоритет для нумерации узла отдается проводу с наименьшим номером. Аналогично узел 7 соответствует объединению двух рельсовых нитей начала участка (номера 11 и 12

по поперечному сечению), узел 15 – объединению двух рельсовых нитей конца участка.

Для упрощения работы с моделью тяговой сети необходимо соблюдать следующие условия:

- порядок расположения узлов должен быть такой, как показан на рис. 4.13, то есть верхние два узла (1 и 2) с левой стороны должны иметь наименьшие номера, и нумерация идет сверху вниз;

- последние два узла (7 и 8) отвечают двум парам рельсовых нитей в каждом узле;

- два верхних левых узла и предпоследний из двух рельсовых узлов (1, 2, 7) должны отвечать трем фазам трехфазной системы для нечетного поезда;

- третий и четвертый узлы слева сверху вместе с нижним рельсовым узлом (3, 4, 8) должны соответствовать трем фазам для четного поезда;

- модель симметричная, то есть правые узлы модели соответствуют левым.

При соблюдении указанных условий формирование маршрута движения поезда может быть произведено по умолчанию пометкой чекбокса «Трехфазный» в окне добавления поезда ПК Fazonord. В противном случае выбор узлов для каждого поезда производится индивидуально пользователем, что при большой схеме и значительном числе поездов весьма затруднительно. Третий узел трехфазного поезда можно сделать нулевым для перехода к однофазному варианту, два узла которого присоединяются к двум указанным в таблице узлам; соответствующие нули необходимо ввести с клавиатуры.

Расчеты сопротивлений тяговой сети здесь сложнее по сравнению с предыдущими вариантами. Тяговая сеть несимметрична не только из-за возврата тока через рельсы и землю, но и из-за несимметричного взаимовлияния проводов разных путей друг на друга. Поскольку важными характеристиками остаются падения напряжений в фазах трехфазной сети, выбрана схема с разделительными однофазными трансформаторами, обладающими малыми потерями напряжения и мощности. Расчетная схема показана на рис. 4.14. На нем представлены два элемента тяговой сети с длинами 10 км и 40 км; второй элемент соединен только по рельсам для получения правильного распределения тока по ним.

Первичные и вторичные обмотки трансформаторов соединены в звезду с изолированной первичной нейтралью, устраняя напряже-

ния нулевой последовательности, возникающие за счет заземленной фазы. Такая схема позволяет подключить симметричную систему токов величинами 100 А.

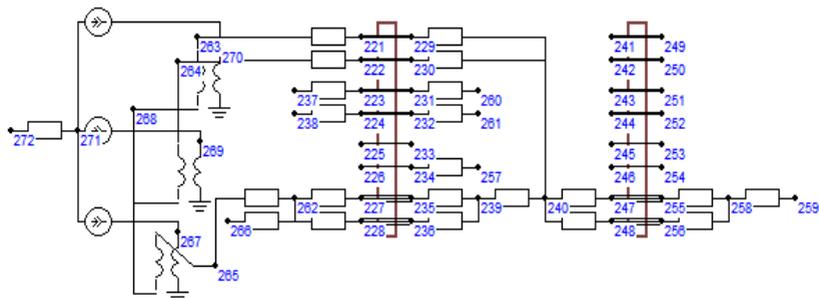


Рис. 4.14. Расчетная схема для определения сопротивления трехфазной тяговой сети

Узлы 266 и 269 схемы заземлены шунтами большой проводимости, RL -элементы между узлами 266–262 и 258–259 сопротивлениями 0,2 Ом моделируют заземления подстанций. Фазы контактной подвески четного пути заземлены шунтами в узлах 237, 238, 260 и 261. Смежная линия представлена узлами 226–234.

Расчет режима показал при фазных токах тяговой сети нечетного пути по 100 А в ближней к нему фазе подвески четного пути ток 30 А, в дальней фазе – 16 А. Токи пар рельсовых нитей в месте короткого замыкания составляют 37 А и 32 А в нечетную сторону и по 16 А в четную сторону. Через RL -элемент 266–262 ответвляется ток 45 А.

Входные сопротивления фаз тяговой сети равны $0,113 + j0,267$ Ом/км, $0,191 + j0,175$ Ом/км, $0,073 + j0,154$ Ом/км. Сопротивления ожидаемо различаются по фазам, но при одинаковых мощностях нагрузки токи в трехфазной системе более чем втрое меньше по сравнению с однофазной тягой 25 кВ.

Напряжение магнитного влияния на единицу длины равно 3,1 В/км. Напряжение электрического влияния при номинальных напряжениях тяговой сети – 1,58 кВ.

4.7. Сравнение параметров разных систем тягового электроснабжения

В табл. 4.1 сведены параметры тяговых сетей для сопоставления свойств различных СТЭ. Входное сопротивление для трехфазной СТЭ приведено среднее по фазам и деленное на три для сопоставления с однофазными вариантами, поскольку ток здесь втрое меньше при одинаковой нагрузке. Напряжения влияния приведено для смежной линии с проводом высотой 8 м на расстоянии 25 м от оси двухпутной дороги, магнитное влияние соответствует протеканию тока контактной сети нечетного пути, удаленного от смежного провода еще на 2 м.

Таблица 4.1

Входные сопротивления и наведенные напряжения
на смежной линии

Вариант СТЭ	Входное сопротивление, Ом/км	Напряжение магнитного влияния, В/(кА·км)	Напряжение электрического влияния, В
СТЭ 25 кВ	$0,204 + j0,375$	48	1340
СТЭ 2×25 кВ	$0,101 + j0,227$	30	3,6
СТЭ с ЭУП	$0,120 + j0,231$	25	1640
СТЭ с коаксиальными кабелями	$0,125 + j0,088$	16	888
СТЭ с ОТ и ОП	$0,334 + j0,650$	4,5	883
Трехфазная СТЭ	$0,042 + j0,066$	31	1580

Трехфазная система является неоспоримым лидером по минимальным потерям напряжения и мощности в тяговой сети. В совокупности с полным использованием номинальной мощности тягового трансформатора это обеспечивает существенное повышение пропускной способности железной дороги по системе электроснабжения по сравнению с однофазной СТЭ. Вместе с тем электромагнитное влияние трехфазной СТЭ сопоставимо с влиянием классической тяговой сети 25 кВ.

Однофазная тяговая сеть с отсасывающими трансформаторами и обратным проводом обеспечивает очень малое магнитное влияние на смежные линии, средний уровень электрического влияния

и наибольшее сопротивление тяговой сети по сравнению с остальными рассмотренными системами. Малым индуктивным сопротивлением и сравнительно небольшим магнитным влиянием на смежные линии обладает тяговая сеть с коаксиальными кабелями, но требует больших капитальных затрат на переоборудование традиционной системы 25 кВ.

Выводы

1. Представленные модели элементов ТС в фазных координатах позволяют произвести сопоставление величин сопротивлений тяговой сети и наведенных напряжений на смежных линиях для СТЭ 25 кВ, 2×25 кВ, 25 кВ с ЭУП, систем с коаксиальными кабелями и отсасывающими трансформаторами, а также трехфазной СТЭ.

2. По потерям напряжения и мощности, а также по сопротивлениям рассмотренные системы располагаются в порядке увеличения потерь следующим образом:

- 1) трехфазная СТЭ;
- 2) СТЭ 25 кВ с коаксиальными кабелями;
- 3) СТЭ 2×25 кВ;
- 4) СТЭ 25 кВ с ЭУП;
- 5) классическая СТЭ 25 кВ;

6) СТЭ 25 кВ с отсасывающими трансформаторами, причем вносимое ОТ сопротивление почти удваивает реактивное сопротивление тяговой сети.

3. По наводимым напряжениям магнитного влияния на единицу тягового тока лучшей оказывается система с отсасывающими трансформаторами. Трехфазная СТЭ создает почти такое же напряжение магнитного влияния на смежной линии при ширине сближения 25 м, что и тяговая сеть 2×25 кВ.

4. По минимальному электрическому влиянию лидером является система 2×25 кВ. Последние места с почти одинаковыми результатами занимают трехфазная СТЭ и система 25 кВ с ЭУП.

5. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С ТРЕХФАЗНЫМИ СИСТЕМАМИ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Постановка задачи анализа качества электроэнергии в различных системах тяги переменного тока

Железные дороги переменного тока являются серьезным источником искажений качества электрической энергии в системах внешнего электроснабжения, влияя на отклонения и колебания фазных напряжений, несинусоидальность и несимметрию. В соответствии с ГОСТ 32144-2013 [27] отклонения напряжений не должны превышать ± 10 % номинального или согласованного значения; величины суммарных коэффициентов гармонических составляющих в сетях 110–220 кВ не должны превышать 2 % в течение 95 % времени и 3 % в течение 100 % времени; значения коэффициентов несимметрии по обратной последовательности и нулевой последовательностям в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2 % в течение 95 % времени и 4 % в течение 100 % времени в одну неделю. Тяговое электроснабжение переменного тока не создает несимметрии по нулевой последовательности ввиду соединения в треугольник тяговой обмотки трехфазного трансформатора или включения на линейное напряжение однофазного трансформатора системы 2×25 кВ.

Представленный в разделе 3.5.1 алгоритм моделирования трехфазного электровоза позволяет проводить моделирование режимов системы электроснабжения железной дороги с включением тяговой нагрузки между контактной сетью и рельсами с получением показателей качества электроэнергии в динамике движения поездов. В состав рассчитываемых показателей входят отклонения напряжений в узлах анализируемой сети, несимметрия трехфазных напряжений, включая напряжения электровоза, и уровни высших гармоник токов и напряжений.

Для сравнительного анализа влияния разных СТЭ на показатели качества электроэнергии по сравнению с трехфазной системой

выбраны три наиболее распространенных вида тяги переменного тока: классическая система однофазного тока 25 кВ, система 2×25 кВ и система с экранирующими и усиливающими проводами. Сопоставление проведено путем моделирования режимов системы электроснабжения одной межподстанционной зоны длиной 50 км с горно-перевальным профилем пути при движении пары нечетных и пары четных поездов.

Кроме того, проведен сравнительный анализ влияния трехфазной системы тяги на показатели качества электроэнергии сети 220 кВ реального участка железной дороги протяженностью 1114 км.

5.2. Расчеты показателей качества электроэнергии для разных систем тяги

5.2.1. Однофазная система тяги 25 кВ

Внешний вид расчетной схемы ПК Fazonord показан на рис. 5.1. Она содержит модели двух тяговых трансформаторов, такого же числа трехпроводных линий электропередачи 220 кВ и двух участков тяговой сети, составляющих одну межподстанционную зону ТС 25 кВ. Модель тяговой сети двух участков МПЗ соответствует описанию раздела 4.1 за исключением соединения рельсовых нитей каждого пути в соответствующие узлы. Длина каждого участка равна 25 км, участки разделены *RL*-элементами для удобства контроля токов и для разделения участков при их «размножении» в процессе моделирования движения поездов.

Модели трансформаторов отвечают трансформаторам ТДТНЖ-40000/230/27,5. Два отрезка линии 220 кВ предполагаются выполненными проводами АС-300, длины линий ЛЭП1 и ЛЭП2 равны 50 км, соответствуя для ТП 1 электрической близости мощного источника питания и средним значениям мощности КЗ для ТП 2 (мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ Т 1 равна 2500 МВ·А, Т 2 – 1200 МВ·А). Узлы 31, 32, 33 – балансирующие с линейным напряжением 237 кВ.

График движения двух четных и двух нечетных поездов масса 6150 т показан на рис. 5.2, их токовые профили отображены на рис. 5.3 и 5.4.

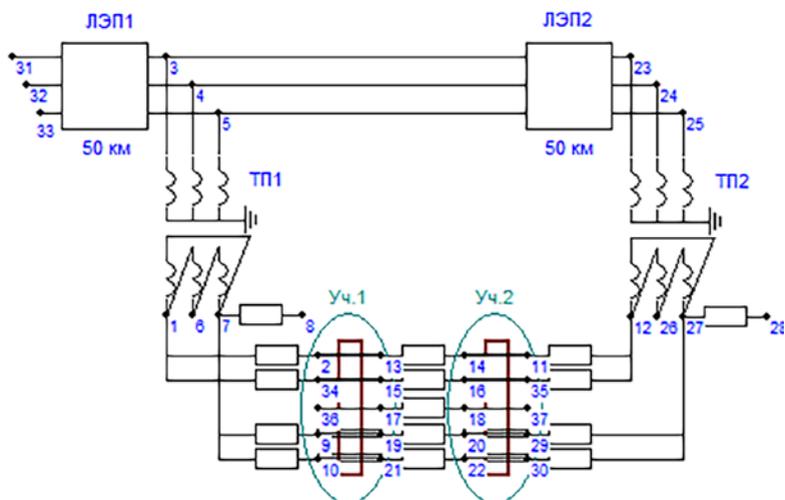


Рис. 5.1. Расчетная схема с двусторонним питанием межподстанционной зоны

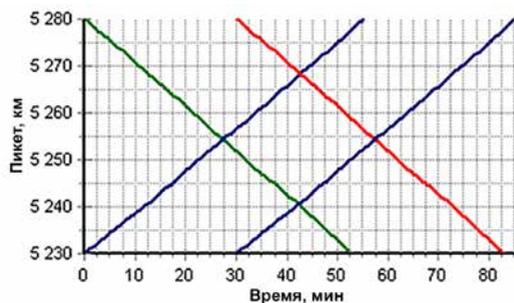


Рис. 5.2. График движения поездов

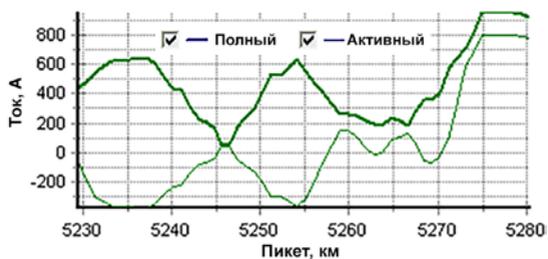


Рис. 5.3. Токовый профиль нечетного поезда

Движение поездов происходит с большим токопотреблением четного поезда в режиме тяги и с существенной рекуперацией нечетного поезда более чем на половине межподстанционной зоны.

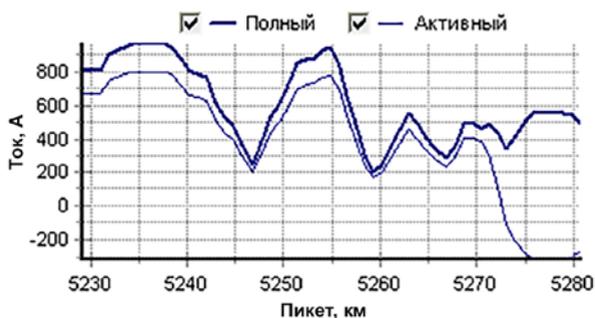


Рис. 5.4. Токвый профиль четного поезда

Ввиду больших тяговых нагрузок предусматривалось параллельное включение двух трансформаторов по 40000 кВ·А на каждой подстанции, иначе расчет не выполнялся из-за значительного снижения напряжений на токоприемниках поездов.

На рис. 5.5 показаны зависимости от координаты положения напряжений на токоприемниках первого нечетного и первого четного поездов.

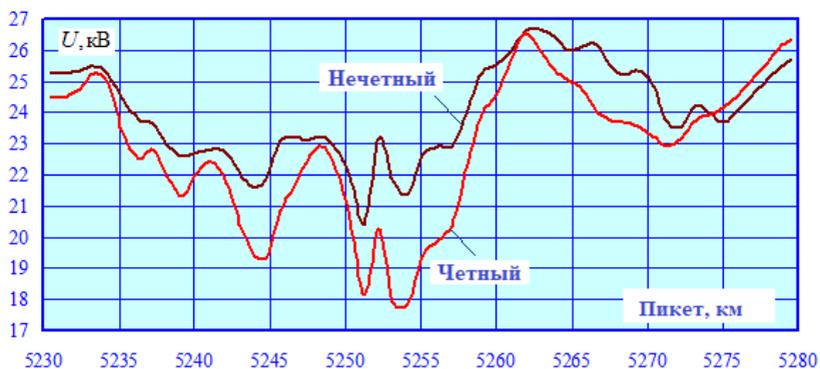


Рис. 5.5. Напряжения на токоприемниках нечетного и четного поездов

В середине межподстанционной зоны трехминутное напряжение четного поезда падает до недопустимых 18 кВ при потребляемой

мощности $19,6+j13,4$ МВ·А. Напряжение нечетного поезда остается в допустимых границах.

В табл. 5.1 и на рис. 5.6 представлены показатели несимметрии на шинах 220 кВ подстанций: минимальное, среднее и максимальное значение коэффициента несимметрии по обратной последовательности, времена превышения нормально допустимого и предельно допустимого значений.

Таблица 5.1

Несимметрия по обратной последовательности на шинах 220 кВ

Под-станция	$K_{2U_{min}}, \%$	$K_{2U_{mid}}, \%$	$K_{2U_{max}}, \%$	$T_1, \%$	$T_2, \%$	$U_{min}, \text{кВ}$	$U_{max}, \text{кВ}$	$dU_{min}, \%$	$dU_{max}, \%$
ТП 1	0,02	1,53	3,51	27,6	0	231	238	5,0	8,3
ТП 2	0,03	2,27	5,37	54,0	11,5	228	238	3,5	8,4

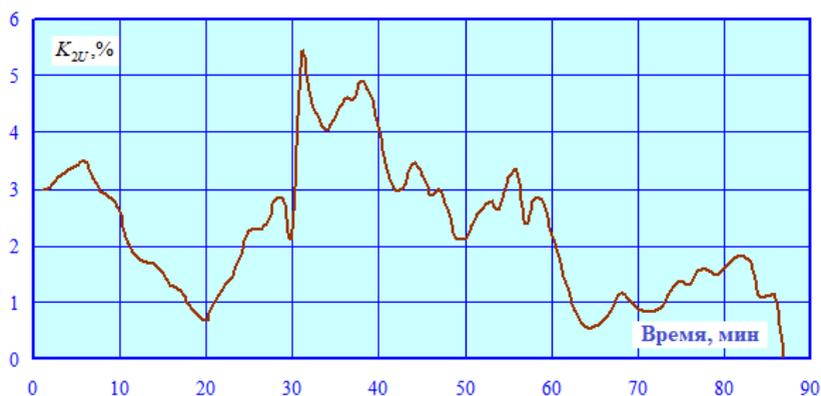


Рис. 5.6. Коэффициент несимметрии по обратной последовательности напряжений на шинах 220 кВ ТП 2 при движении поездов

Даже средние значения коэффициента несимметрии напряжений 220 кВ подстанции ТП 2 превышает нормально допустимые значения, а максимум достигает 5,4 %. Отклонения напряжений остаются в допустимых пределах.

Несинусоидальность напряжений. На рис. 5.7 показаны зависимости от времени суммарного коэффициента гармоник напряжения на токоприемниках поездов, величины которого достигают 80 % на максимуме рекуперации нечетного поезда. На рис. 5.8 отображен

гармонический состав напряжения на максимуме несинусоидальности 31-й минуты моделирования.

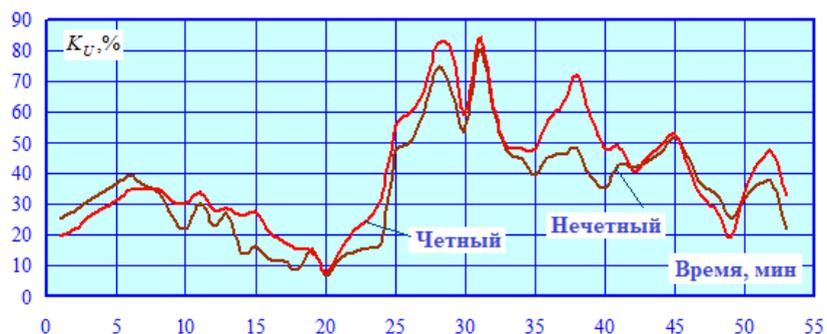


Рис. 5.7. Суммарный коэффициент гармоник напряжения первого нечетного и первого четного поездов

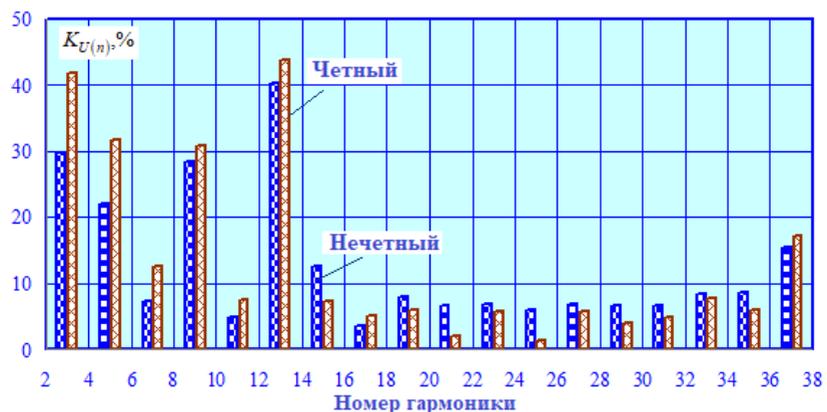


Рис. 5.8. Гармонический состав напряжения первых нечетного и четного поездов на 31-й минуте моделирования

Большие уровни гармоник определяются значительной рекуперацией нечетным электровозом с потребляемой мощностью $(-7,5 + j11,1)$ МВ·А. Кроме того, в этот момент времени на МПЗ появляются еще два поезда с мощностью нечетного $19,8 + j13,0$ МВ·А и четного $16,8 + j11,5$ МВ·А. Суммарное потребление на МПЗ на 31-й минуте аномально большое, $42,7 + j44,9$ МВ·А. Тринадцатая гармоника носит явно резонансный характер.

В табл. 5.2 показаны результаты расчетов несинусоидальности напряжений на шинах 220 кВ подстанций за все время моделирования.

Таблица 5.2

Суммарные коэффициенты гармоник напряжений шин 220 кВ

Под-станция	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	$K_{U_{\min}}$, %	$K_{U_{\max}}$, %	$K_{U_{\min}}$, %	$K_{U_{\max}}$, %	$K_{U_{\min}}$, %	$K_{U_{\max}}$, %
ТП 1	12,3	23,6	4,95	9,4	6,38	12,2
ТП 2	17,4	33,8	7,03	13,4	9,03	17,4

Наблюдается высокий уровень гармоник со значительным превышением максимально допустимых значений на обеих подстанциях. Наибольший уровень ВГ соответствует загруженной фазе А, меньше всего уровень гармоник на незагруженной фазе В, на удаленной подстанции несинусоидальность напряжений выше.

5.2.2. Система тягового электроснабжения 2×25 кВ

Расчетная схема ПК Fazonord, показанная на рис. 5.9, содержит модели однофазных трансформаторов ОРДНЖ-25000/230, автотрансформаторов АОМНЖ-16000/55 и модели тяговой сети, в основном совпадающие с описанными в разделе 4.2, за исключением объединения рельсовых нитей каждого пути в параллельную схему. Межподстанционная зона включает четыре модели с длинами 12,5 км и шестью автотрансформаторами, по три на каждый путь. Модели линий 220 кВ такие же, как и в предыдущем разделе. Балансирующими являются узлы 17, 18 и 19 при линейном напряжении 237 кВ.

График движения двух четных и двух нечетных поездов массами 6150 т и токопотребление поездами аналогичны данным предыдущего раздела.

При моделировании оказалось, что, несмотря на соблюдение норм по напряжениям на токоприемниках поездов, тяговые трансформаторы оказываются более чем вдвое перегружены, поскольку пониженные напряжения вторичных обмоток компенсировались соответствующими увеличенными токами. По этой причине в качестве моделей тяговых трансформаторов выбраны по два параллельно включенных трансформатора ОРНДЖ-25000/230.

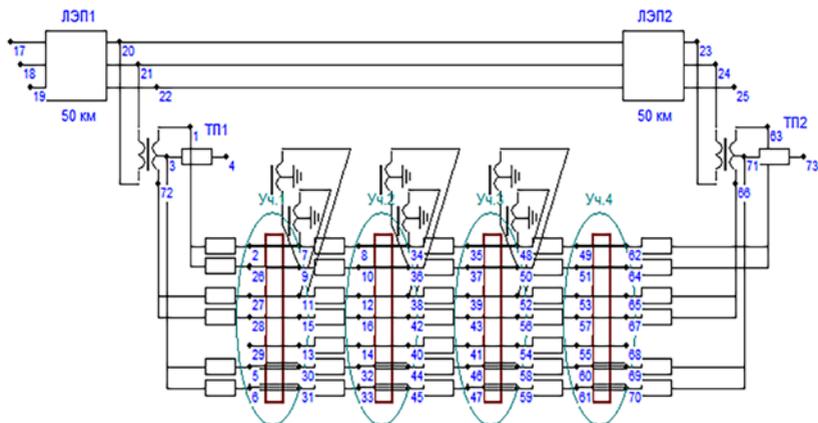


Рис. 5.9. Расчетная схема с двусторонним питанием межподстанционной зоны

На рис. 5.10 показаны зависимости от координаты положения поезда напряжений на токоприемниках первого нечетного и первого четного поездов.

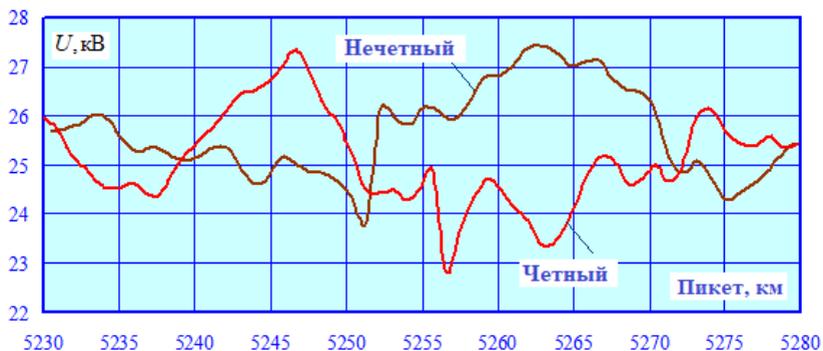


Рис. 5.10. Напряжения на токоприемниках нечетного и четного поездов

Отклонения напряжений на токоприемниках поездов при тяге 2×25 кВ значительно меньше, чем при классической системе 25 кВ, несмотря на то, что установленные мощности тяговых трансформаторов при этом составляют 0,625 мощностей однофазной тяговой сети с трехфазными трансформаторами.

Несимметрия напряжений сети 220 кВ по сравнению с тягой 25 кВ понизилась (табл. 5.3, рис. 5.11), примерно на 16 %.

Таблица 5.3

Несимметрия по обратной последовательности на шинах 220 кВ

Под-станция	$K_{2U_{min}}$, %	$K_{2U_{mid}}$, %	$K_{2U_{max}}$, %	T_1 , %	T_2 , %	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ	dU_{min} , %	dU_{max} , %
ТП 1	0,01	1,33	3,00	17,2	0	232	238	5,55	8,34
ТП 2	0,01	1,95	4,50	39,1	4,6	230	239	4,38	8,48

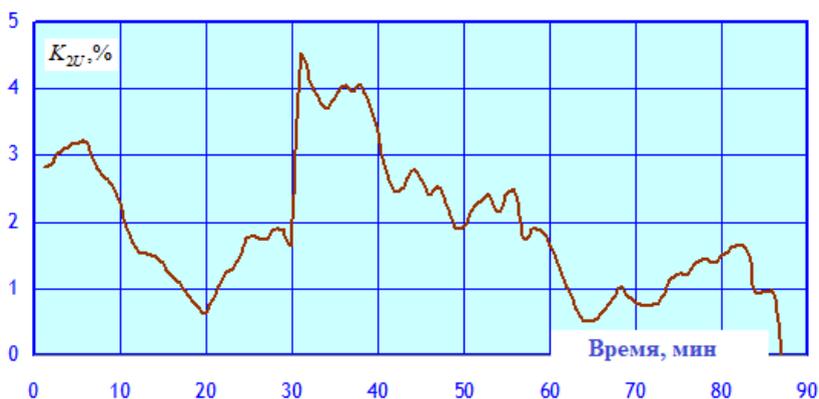


Рис. 5.11. Коэффициент несимметрии по обратной последовательности напряжений на шинах 220 кВ ТП 2 при движении поездов

Значения коэффициента несимметрии напряжений 220 кВ подстанции ТП 2 превышают предельно допустимые значения, но незначительно. Отклонения напряжений находятся в допустимых пределах.

Несинусоидальность напряжений. На рис. 5.12 показаны зависимости от времени суммарного коэффициента гармоник напряжения на токоприемниках нечетного и четного поездов. Хотя величина коэффициента достигает 55 %, это примерно в полтора раза меньше по сравнению с системой тяги 25 кВ. Этот факт определяется значительно меньшими токами, потребляемыми поездами из-за увеличенного напряжения.

На рис. 5.13 отображен гармонический состав напряжения на максимуме несинусоидальности 31-й минуты моделирования. Хотя

относительные уровни гармоник в целом меньше, чем при системе 25 кВ, но по-прежнему выделяется резонансная тринадцатая гармоника.

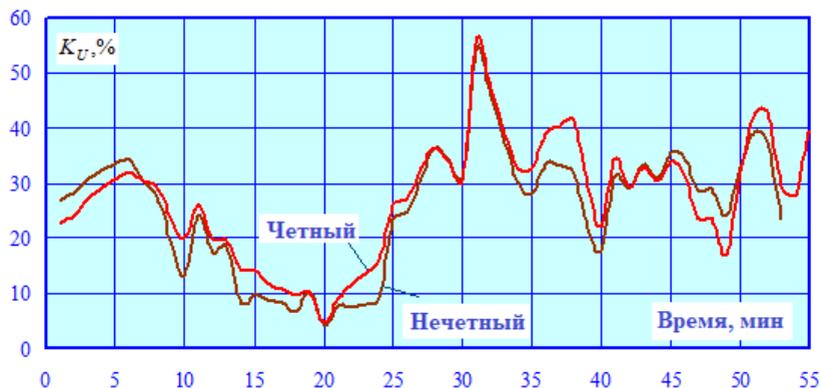


Рис. 5.12. Суммарный коэффициент гармоник напряжения первого нечетного и первого четного поездов

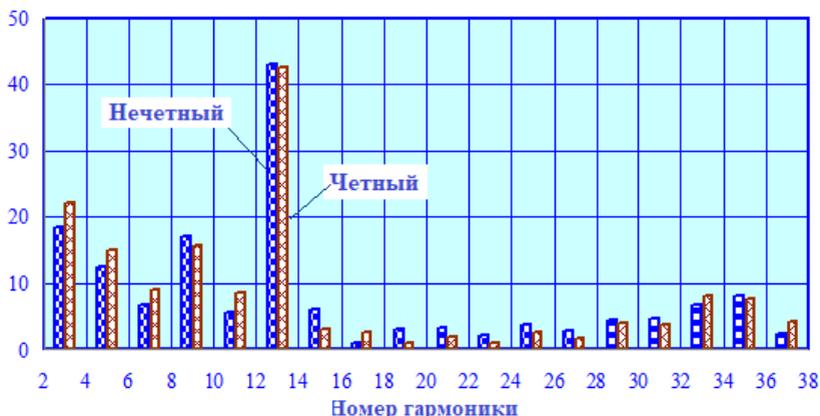


Рис. 5.13. Гармонический состав напряжения первых нечетного и четного поездов на 31-й минуте моделирования

В табл. 5.4 показаны результаты расчетов несинусоидальности напряжений на шинах 220 кВ подстанций за все время моделирования.

Таблица 5.4

Суммарные коэффициенты гармоник напряжений шин 220 кВ

Под-станция	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %
ТП 1	8,54	17,9	9,96	21,7	1,61	3,46
ТП 2	12,0	25,5	14,1	31,2	2,25	4,86

Отмечается высокий уровень гармоник сети 220 кВ со значительным превышением максимально допустимых значений на обеих подстанциях. Наибольший уровень гармоник соответствует загруженным фазам А и В.

5.2.3. Система 25 кВ с экранирующими и усиливающими проводами

Расчетная схема системы с ЭУП показана на рис. 5.14. Она содержит модели двух параллельно включенных трансформаторов ТДТНЖ-40000/230 на каждой подстанции и модели тяговой сети с длинами по 25 км, в основном совпадающие с описанными в разделе 4.3. Отличия состоят в том, что соединения усиливающего провода и контактной сети соответствующего пути и соединения экранирующих проводов с рельсами своего пути, а также соединения пары рельсов каждого пути друг с другом скрыты внутри модели. На рис. 5.14 узлами рельсов, в частности, являются пары 9–45 и 10–46. Модели линий 220 кВ такие же, как и в предыдущем разделе. Балансирующими являются узлы 27, 28 и 29 с линейным напряжением 237 кВ.

График движения двух четных и двух нечетных поездов масса 6150 т и токопотребление поездами аналогичны данным раздела 5.2.1.

На рис. 5.15 показаны зависимости от координаты положения поезда напряжений на токоприемниках первых нечетного и четного поездов.

Профиль напряжений на токоприемниках выглядит существенно лучше, чем при классической системе 25 кВ, но уступает СТЭ 2×25 кВ: минимальные напряжения системы с ЭУП меньше примерно на 1,5 кВ.

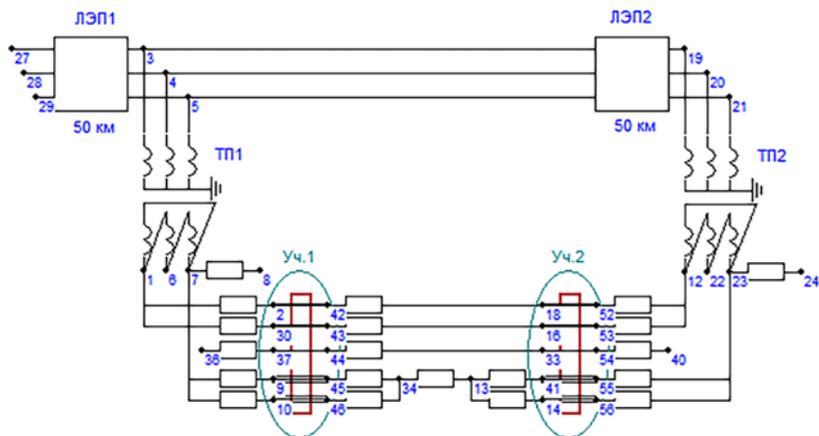


Рис. 5.14. Расчетная схема с двусторонним питанием межподстанционной зоны

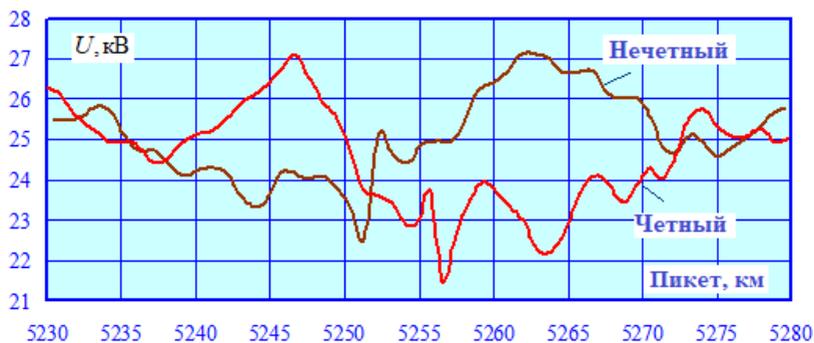


Рис. 5.15. Напряжения на токоприемниках нечетного и четного поездов

Показатели несимметрии напряжений на шинах 220 кВ подстанций схожи с аналогичными показателями для СТЭ 2×25 кВ (табл. 5.5, рис. 5.16)

Таблица 5.5

Несимметрия по обратной последовательности на шинах 220 кВ

Под-станция	$K_{2U_{min}}$, %	$K_{2U_{mid}}$, %	$K_{2U_{max}}$, %	T_1 , %	T_2 , %	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ	dU_{min} , %	dU_{max} , %
ТП 1	0,02	1,41	3,22	19,5	0	232	238	5,28	8,28
ТП 2	0,03	2,09	4,88	46,0	9,2	229	238	3,94	8,40

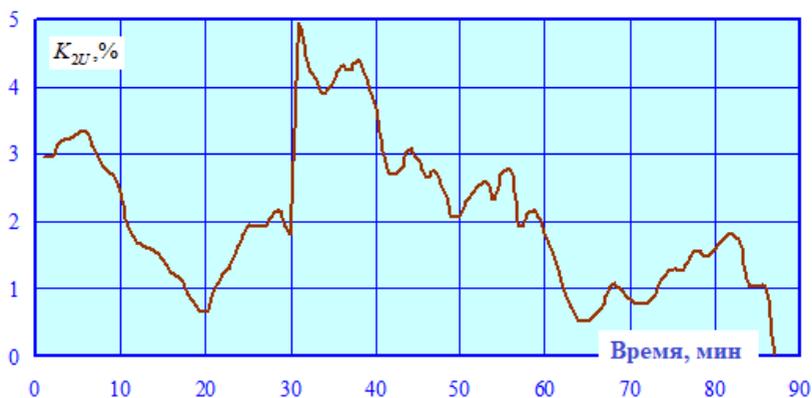


Рис. 5.16. Коэффициент несимметрии по обратной последовательности напряжений на шинах 220 кВ ТП 2 при движении поездов

Значения коэффициента несимметрии напряжений 220 кВ подстанции ТП 2 превышают предельно допустимые значения, но ненамного. Отклонения напряжений находятся в допустимых пределах.

Несинусоидальность напряжений. На рис. 5.17 показаны зависимости от времени суммарного коэффициента гармоник напряжения на токоприемниках нечетного и четного поездов. Эта зависимость практически совпадает с аналогичной для системы 2×25 кВ; очевидно, главной причиной являются схожие уровни токов поездов из-за малых отличий напряжений на токоприемниках электровозов.

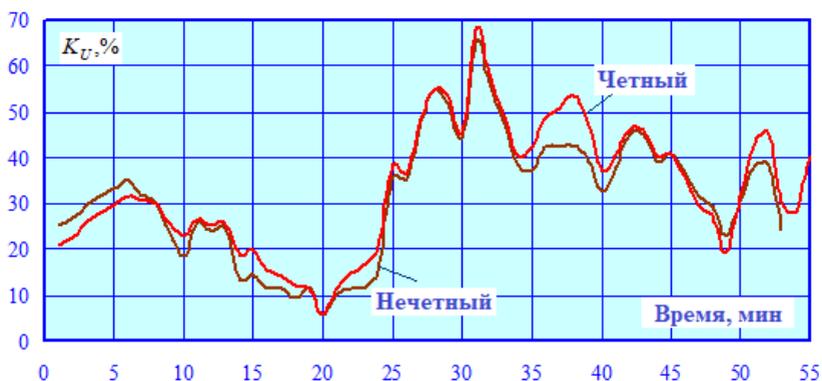


Рис. 5.17. Суммарный коэффициент гармоник напряжения первого нечетного и первого четного поездов

На рис. 5.18 отображен гармонический состав напряжения на максимуме несинусоидальности 31-й минуты моделирования. Кроме тринадцатой ВГ, за счет дополнительных проводов выделилась еще и 35-я гармоника.

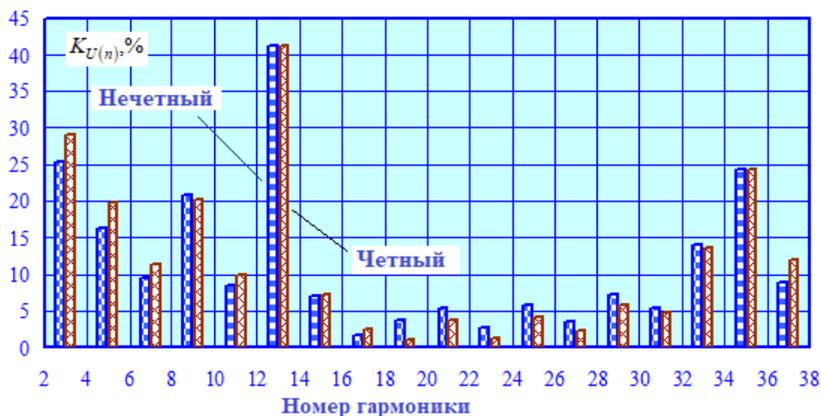


Рис. 5.18. Гармонический состав напряжения первых нечетного и четного поездов на 31-й минуте моделирования

В табл. 5.6 показаны результаты расчетов несинусоидальности напряжений на шинах 220 кВ подстанций за все время моделирования.

Таблица 5.6

Суммарные коэффициенты гармоник напряжений шин 220 кВ

Подстанция	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %
ТП1	10,9	21,5	4,54	8,72	5,67	11,2
ТП2	15,4	30,3	6,40	12,5	7,97	15,8

Уровни суммарного коэффициента гармоник с небольшим снижением повторяют соответствующие величины для классической системы 25 кВ с наиболее загруженной фазой А.

График движения двух четных и двух нечетных поездов и их токовые профили соответствуют рис. 5.2, 5.3 и 5.4.

ПК Fazonord требует указания узлов для каждой модели тяговой сети для маршрутов движения поездов. Рис. 5.20 и 5.21 отображают настроечные таблицы для нечетного и четного трехфазных поездов, в которых указаны узлы начала соответствующего участка тяговой сети, к которым относится тяговая нагрузка. При моделировании каждый участок делится на необходимое количество частей, и три одинаковых тяговых нагрузки подключаются к соответствующим парам узлов. Так, для участка 1 тяговая нагрузка нечетного поезда подключается к парам узлов, противолежащих узлам 2–38, 38–12, 12–2.

На рис. 5.20 и 5.21 показаны также нижние части окон добавления поездов, на которых помечены чекбоксы «Трехфазный» и «Пересчет». Пометка первого чекбокса для трехфазного поезда обязательна, она приводит к открытию таблицы трехфазных узлов.

Номер	Участок	Узел 1	Узел 2	Узел 3
1	Уч.1	2	38	12
2	Уч.2	16	18	44

Рис. 5.20. Настроечная таблица для нечетного поезда

Номер	Участок	Узел 1	Узел 2	Узел 3
1	Уч.1	3	39	13
2	Уч.2	20	22	45

Рис. 5.21. Настроечная таблица для четного поезда

Пометка «Пересчет» инициализирует пересчет реактивной мощности тяговой нагрузки по п. 1 алгоритма раздела 3.5.2. При отсутствии этой пометки реактивная мощность, получаемая из тягового расчета для однофазного поезда, не пересчитывается, а разделяется на три для каждой фазы трехфазного поезда.

Кнопка «Control» выделяет на расчетной схеме узлы для трехфазного поезда выбранного направления. Кнопка «Сору» позволяет распространить указанные узлы на весь маршрут движения всех поездов заданного направления; для этого модели всех участков тяговой сети должны иметь одинаковую структуру, соответствующую указаниям раздела 3.5.2.

Таблицы, аналогичные рис. 5.20 и 5.21, необходимы для каждого трехфазного поезда в графике движения; в данном примере такие таблицы одни и те же для нечетных и четных поездов.

На рис. 5.22 показаны зависимости от пикета напряжений фазы АВ первого нечетного трехфазного поезда и напряжений первого нечетного однофазного поезда для систем 25 кВ, 2×25 кВ и 25 кВ с ЭУП. Напряжения двух других фаз трехфазного поезда мало отличаются от фазы АВ. Профиль напряжения выгодно отличает трехфазную систему от трех остальных видов тяги. Наибольшие отклонения напряжений наблюдаются в классической СТЭ 25 кВ, СТЭ 25 кВ с ЭУП и 2×25 кВ занимают промежуточное положение.



Рис. 5.22. Напряжения на токоприемнике первого нечетного поезда

Рис. 5.23 отображает аналогичные зависимости для первых четных поездов. Расчетное напряжение четного однофазного поезда 25 кВ на пикетах 5254 км – 5256 км снижается до недопустимых 18 кВ при снижении напряжения трехфазного поезда до 25 кВ. В этот период времени отбираемая мощность от трансформатора ТП 1 трехфазной системы доходит до $26 + j12$ МВ·А при потерях до 180 кВт, что без учета возможных нагрузок смежного плеча питания

не является перегрузкой трансформатора мощностью 40 МВ·А при симметричной нагрузке. Трансформатор ТП 2 загружен несколько меньше, потери в пике достигают 170 кВт.

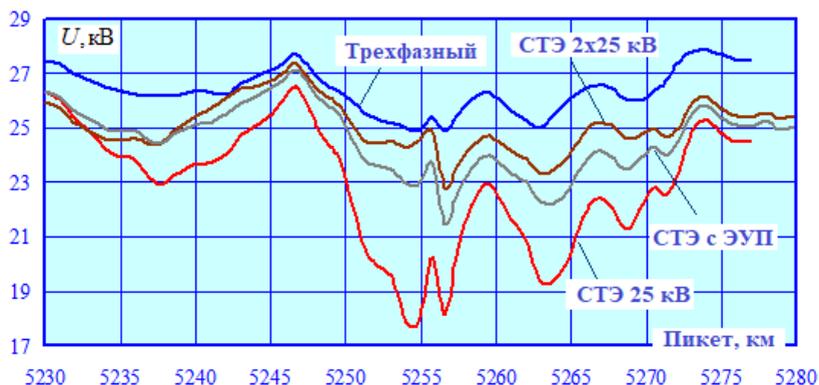


Рис. 5.23. Напряжения на токоприемнике первого четного поезда

В табл. 5.7 представлены показатели несимметрии на шинах 220 кВ подстанции ТП 2, удаленной от шин бесконечной мощности, при разных СТЭ.

Таблица 5.7

Несимметрия по обратной последовательности на шинах 220 кВ
ТП 2

СТЭ	$K_{2U_{min}}$, %	$K_{2U_{mid}}$, %	$K_{2U_{max}}$, %	T_1 , %	T_2 , %	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
Однофазная 25 кВ	0,03	2,27	5,37	54,0	11,5	228	238
2×25 кВ	0,01	1,95	4,50	39,1	4,6	230	239
25 кВ с ЭУП	0,03	2,09	4,88	46,0	9,2	229	238
Трехфазная	0,01	0,04	0,09	0	0	235	238

Симметрия напряжений 220 кВ при трехфазной системе тяги практически не нарушена, но при классической однофазной тяге время превышения нормально допустимого значения коэффициента несимметрии доходит до 54 % при сравнительно мощной системе внешнего электроснабжения. Немногим лучше положение с несимметрией при системах 2×25 кВ и 25 кВ с ЭУП.

Несинусоидальность напряжений. При генерации гармоник тока трехфазным электровозом в соответствии с разделом 3.5.1 можно было ожидать значительного уровня канонических гармоник шести-пульсового выпрямителя. Приведенные расчеты это подтверждают.

На рис. 5.24 показаны зависимости от времени суммарного коэффициента гармоник напряжения на токоприемнике первого нечетного поезда при разных системах тяги. Порядок расположения кривых здесь тот же, что и на рис. 5.23, но с обратным отображением. Несмотря на резонансы, с позиций несинусоидальности трехфазная СТЭ выглядит гораздо лучше остальных трех ТС, обеспечивая в 2...3 раза меньший уровень гармонических искажений.

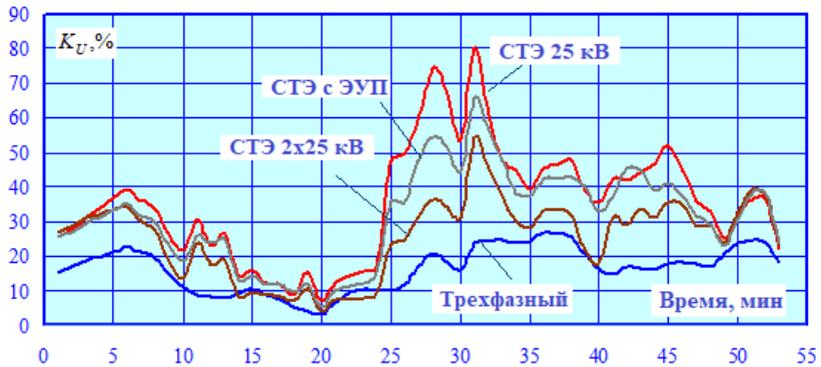


Рис. 5.24. Суммарный коэффициент гармоник напряжения первого нечетного поезда

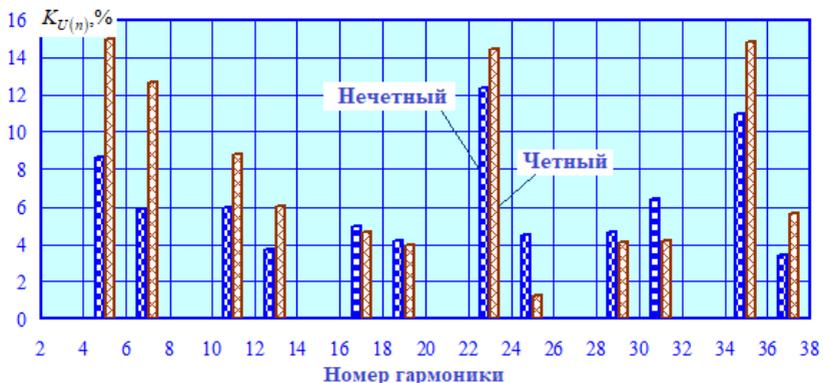


Рис. 5.25. Гармонический состав напряжения нечетного и четного трехфазных поездов на 31-й минуте моделирования

На рис. 5.25 отображен гармонический состав напряжения трехфазных поездов на максимуме несинусоидальности 31-й минуты моделирования. Выделяются 5-я, 7-я, 23-я и 35-я гармоники, две последних в основном из-за резонансных свойств системы электропитания.

Уровень гармоник напряжения на токоприемнике поезда при трехфазной системе тяги наименьший в первую очередь из-за сравнительно небольших потребляемых токов. Наибольшую несинусоидальность создает классическая СТЭ 25 кВ, системы 2×25 кВ и 25 кВ с ЭУП создают одинаковую несинусоидальность и графики их на рис. 5.24 близки.

В табл. 5.8 показаны результаты расчетов несинусоидальности напряжений на шинах 220 кВ подстанций при разных видах СТЭ.

Таблица 5.8

Суммарные коэффициенты гармоник напряжений шин 220 кВ при разных видах систем тяги

Подстанция	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	$K_{U_{min}}, \%$	$K_{U_{max}}, \%$	$K_{U_{min}}, \%$	$K_{U_{max}}, \%$	$K_{U_{min}}, \%$	$K_{U_{max}}, \%$
ТП1 – 25 кВ	12,3	23,6	4,95	9,4	6,38	12,2
ТП1 – 2×25 кВ	8,54	17,9	9,96	21,7	1,61	3,46
ТП1 – ЭУП	10,9	21,5	4,54	8,72	5,67	11,2
ТП1 – 3-ф.	1,81	3,44	1,35	2,61	1,62	2,99
ТП2 – 25 кВ	17,4	33,8	7,03	13,4	9,03	17,4
ТП2 – 2×25 кВ	12,0	25,5	14,1	31,2	2,25	4,86
ТП2 – ЭУП	15,4	30,3	6,40	12,5	7,97	15,8
ТП2 – 3-ф.	6,76	12,8	5,06	9,82	6,05	11,2

Уровень гармоник трехфазной системы тяги на шинах 220 кВ ТП 2 превышает предельно допустимые значения большую часть времени моделирования, однако суммарный коэффициент гармоник примерно втрое меньше, чем при системе 25 кВ. Кроме того, трехфазная СТЭ создает близкие уровни гармоник во всех трех фазах в отличие от трех других систем тяги.

Значительная несинусоидальность напряжений трехфазной системы тягового электропитания требует принятия мероприятий по ее снижению. Одним из возможных мероприятий может быть

использование более сложных схем преобразователей на электро-возах. Ввиду достаточно высоких частот резонанса для снижения несинусоидальности в трехфазной тяговой сети могут быть применены простые демпфирующие *RC*-цепочки с сопротивлением резисторов порядка 300 Ом и емкостью конденсаторов 0,3 мкФ. Моделирование с добавкой таких цепочек в середине МПЗ на каждое линейное напряжение каждого пути, всего 6 устройств, показало существенное снижение уровня гармоник, отображенное в табл. 5.9.

Таблица 5.9

Суммарные коэффициенты гармоник напряжений шин 220 кВ при трехфазной тяге и *RC*-фильтрах

Подстанция	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %
ТП 1 без RC	1,81	3,44	1,35	2,61	1,62	2,99
ТП 2 без RC	6,76	12,8	5,06	9,82	6,05	11,2
ТП 1 RC	0,72	1,28	0,75	1,36	0,71	1,31
ТП 2 RC	2,65	4,7	2,74	4,99	2,58	4,78

Недостатком фильтра в виде *RC*-цепочки является потребление около 2,2 кВт активной мощности каждым фильтром. Для устранения нагрева можно применить заградительные фильтры для частоты 50 Гц, установив параллельно конденсаторам реакторы индуктивностью 33 Гн. Число устройств можно сократить до трех при узловой схеме питания контактной сети.

5.3. Система электроснабжения реального участка дороги

5.3.1. Описание расчетного участка

Разработанные методы моделирования трехфазной СТЭ применимы для схем электроснабжения реальных участков железной дороги. В качестве примера моделирования трехфазной СТЭ рассмотрен участок дороги с 24-мя тяговыми подстанциями протяженностью 1114 км. Участок имеет сравнительно пологий профиль пути с уклонами не выше 10 ‰, только на одном участке длиной около

2 км уклоны составляют 16...18 ‰ с подъемом для нечетных поездов (рис. 5.26).

Поскольку рассмотрено движение нечетных поездов массами 3200 т и четных массами 6000 т, то этот участок особых сложностей для тяговых нагрузок не представляет.

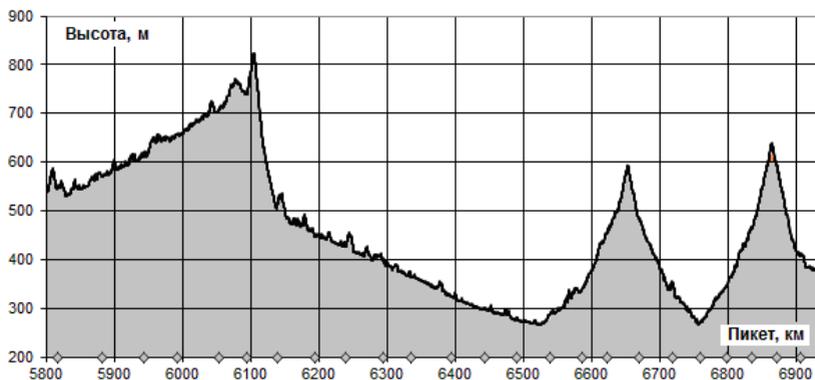


Рис. 5.26. Профиль пути моделируемого участка железной дороги

Токовые профили однофазных поездов показаны на рис. 5.27 и 5.28; рекуперация не предусмотрена. При расчетах реактивные мощности, потребляемые трехфазным поездом, пересчитывались в соответствии с методикой раздела 3.5.2. Модель тяговой сети соответствовала разделу 4.6, за исключением двух смежных проводов.

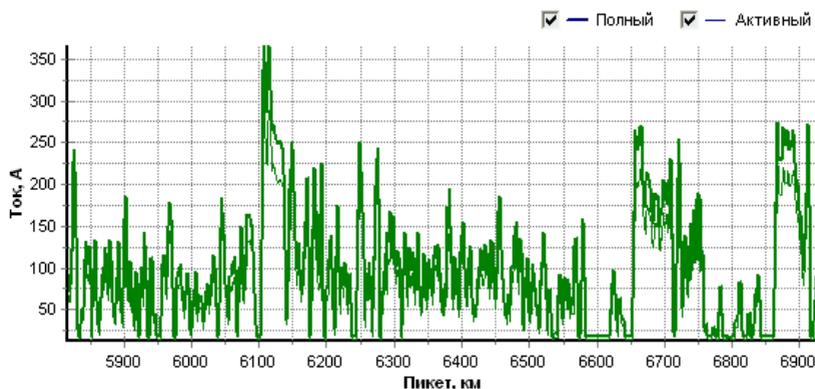


Рис. 5.27. Токвый профиль нечетного поезда массой 3200 т

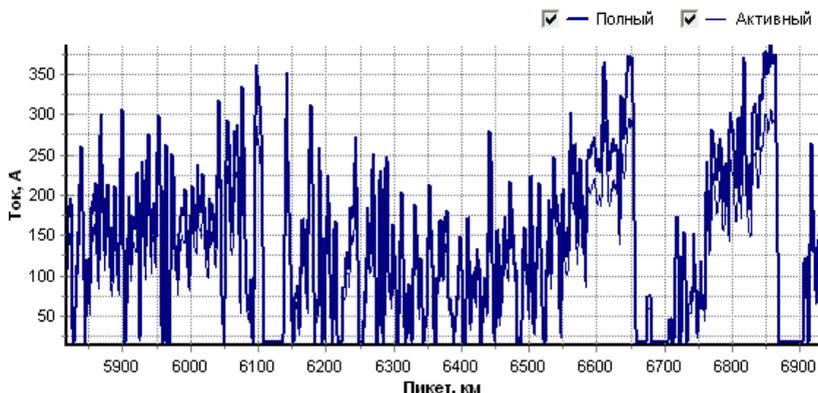


Рис. 5.28. Токковый профиль четного поезда массой 6000 т

Система внешнего электроснабжения участка характеризуется достаточно небольшими мощностями короткого замыкания; на шинах питающего напряжения тяговых подстанций западного участка мощности составляют 1600 ... 2300 МВ·А, к востоку мощности короткого замыкания снижаются до 500 МВ·А.

Схема внешней сети показана на рис. 5.29. На схеме представлены 24 тяговых подстанции ТП 1–ТП 24, 8 районных подстанций и 2 электростанции.

Электрификация рассматриваемого участка железной дороги выполнена по системе 25 кВ, при которой питание однофазных тяговых нагрузок производится от тяговых трансформаторов со схемой соединения Y/Δ . Внешнее электроснабжение организовано двухцепной линией электропередачи 220 кВ, некоторые подстанции подключены на напряжение 110 кВ через автотрансформаторы.

Источниками электрической энергии являются электростанции ЭС1 и ЭС2, а также энергосистема, обозначенная на схеме названием «Бал. узлы». Двухцепные линии электропередачи выполнены проводами АСО-240 и АСО-300. Питание тягового электроснабжения расчетного участка осуществляется трансформаторами тяговых подстанций мощностью 40000 кВ·А.

Контактная сеть выполнена в основном проводами ПБСМ-95+МФ-100 с усилениями на некоторых участках. Модель трехфазной системы предполагала такую же контактную подвеску, но без усиливающих проводов. Установки продольной и поперечной компенсации реактивной мощности при моделировании трехфазной СТЭ

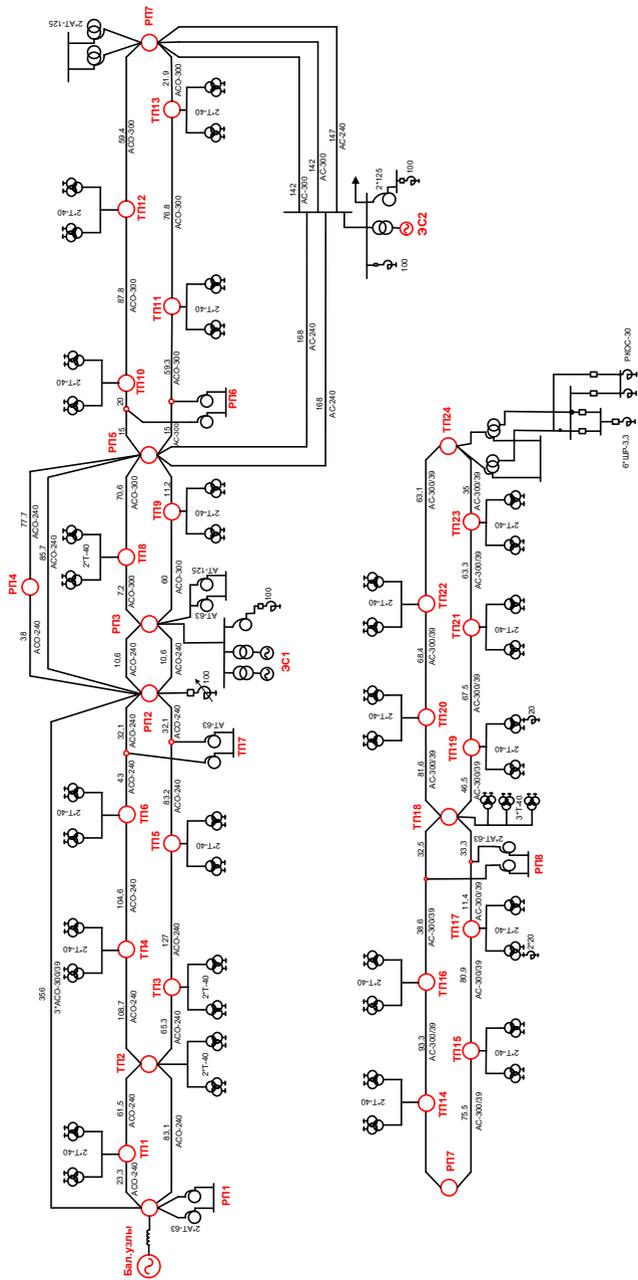
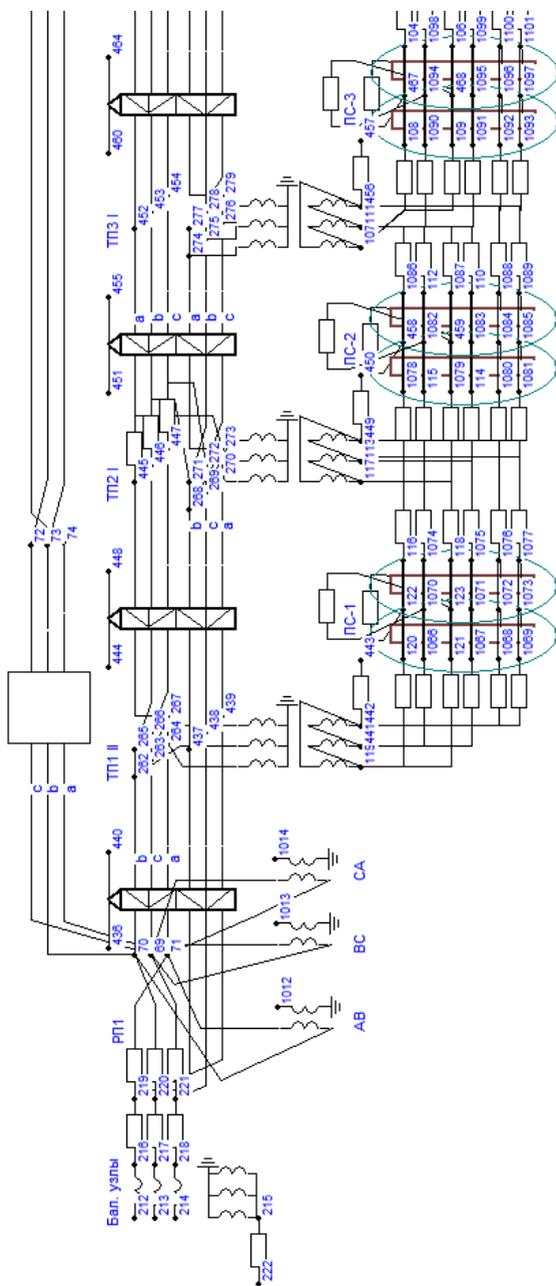


Рис. 5.29. Схема внешнего электроснабжения участка



не учитывались. Сравнительно небольшие районные нагрузки тяговых подстанций учтены соответствующими пофазными мощностями в узлах питающего напряжения.

Расчетная схема системы электроснабжения (рис. 5.30) составлена на основе схемы энергосистемы и данных по системе тягового электроснабжения. В ней смоделированы линии и трансформаторы 220 кВ, основные линии 110 кВ и система тягового электроснабжения. Шины 110 или 220 кВ электростанций учтены как *PU*-узлы с соответствующими величинами напряжений. Опорные подстанции энергосистемы смоделированы путем установки шунтирующих ветвей по 0,01 Ом на элементах шестипроводных линий. Соединение линий разных классов напряжения проведено через соответствующие модели автотрансформаторов.

В расчетной схеме трехфазной СТЭ использованы модели следующих элементов:

- двухцепная трехфазная линия с проводами АС-240 и АС-300;
- одноцепная трехфазная линия с проводами АС-120, АС-150;
- одноцепная трехфазная линия с расщепленными проводами 3АС-300;
- тяговая сеть двухпутного участка 2' (ПБСМ95+МФ100+2Р65) и 2'[2' (ПБСМ95+МФ100)+2Р65];
- автотрансформаторы 63000/220/110, 125000/220/110, 125000/220/110/10;
- трехфазные тяговые трансформаторы 40000/220/27.5, 40000/110/27.5.

Посты секционирования смоделированы *RL*-элементами с объединением соответствующих фаз двух путей.

5.3.2. Имитационное моделирование работы СТЭ

Для сопоставления рассмотрены два варианта тягового электроснабжения: существующая система 25 кВ и трехфазная система тяги. В однофазном варианте на большинстве тяговых подстанций моделировались устройства продольной емкостной компенсации в отсесе и устройства компенсации реактивной мощности на большинстве постов секционирования.

Межпоездные интервалы как для нечетных, так и для четных поездов были приняты равными 12 мин; этот интервал оказался близок к пропускной способности участка дороги для однофазного варианта. Для моделирования выбран интервал времени от 1088 до

1100 минут, поскольку он соответствует периоду движения поездов при полностью заполненном поездами участке.

При расчетах обнаружилась некоторая сложность, связанная с принятой моделью подключения трехфазных тяговых нагрузок через однофазные разделительные трансформаторы. Концепция моделирования предполагает установку трех моделей разделительных трансформаторов для каждой тяговой нагрузки с изначальным размещением максимального количества требуемых разделительных трансформаторов. При исходном числе узлов 1349, числе ветвей 9261 и интервале времени моделирования 12 мин в процессе моделирования с возникновением дополнительных элементов тяговой сети и разделительных трансформаторов количество узлов возросло до 3941, ветвей – до 22869 с соответствующим временем расчета на основной частоте порядка 2 мин, в то время как однофазная модель требовала около 15 с.

Результаты моделирования. На рис. 5.31, 5.32 показаны профили напряжения токоприемник – рельсы нечетного и четного поездов на лимитирующем перегоне ТП 20–ТП 21.

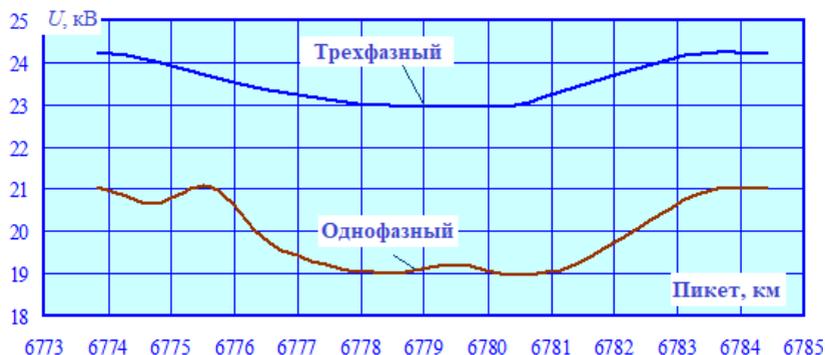


Рис. 5.31. Напряжение фазы нечетного поезда

Минимальное напряжение трехфазного поезда на 4 кВ выше, чем однофазного, и это при том, что на участке при однофазной тяге моделируется 12 включенных устройств компенсации реактивной мощности и 17 устройств продольной компенсации в отсосах подстанций. При трехфазной системе эти устройства предполагались отключенными.



Рис. 5.32. Напряжение фазы четного поезда

Трехфазная СТЭ обеспечивает хорошее симметрирование напряжений сети 220 кВ. В табл. 5.10 приведены значения коэффициентов несимметрии по обратной последовательности на шинах питающего напряжения подстанций для однофазной и трехфазной систем. Как видно, даже для подстанции с малой мощностью короткого замыкания коэффициент несимметрии не превышает 1,1 % для трехфазной системы, в то время как для однофазной тяговой сети достигает 7,6 %.

Таблица 5.10

Несимметрия по обратной последовательности на шинах 220 кВ

Под-станция	Однофазная система			Трехфазная система		
	$K_{2U_{\min}}$, %	$K_{2U_{\text{mid}}}$, %	$K_{2U_{\max}}$, %	$K_{2U_{\min}}$, %	$K_{2U_{\text{mid}}}$, %	$K_{2U_{\max}}$, %
ТП 1	0,32	0,74	1,19	0,39	0,43	0,47
ТП 2	0,40	0,86	1,35	0,36	0,39	0,42
ТП 3	0,76	1,19	1,75	0,12	0,14	0,16
ТП 4	0,22	0,94	1,50	0,06	0,11	0,17
ТП 5	0,12	0,48	0,92	0,3	0,35	0,42
ТП 6	0,12	0,41	0,74	0,24	0,27	0,31
ТП 7	2,03	2,71	3,27	0,18	0,2	0,23
ТП 8	0,03	0,30	0,68	0,12	0,14	0,15

Под-станция	Однофазная система			Трехфазная система		
	$K_{2U_{min}}$, %	$K_{2U_{mid}}$, %	$K_{2U_{max}}$, %	$K_{2U_{min}}$, %	$K_{2U_{mid}}$, %	$K_{2U_{max}}$, %
ТП 9	0,13	0,44	0,78	0,31	0,31	0,32
ТП 10	0,20	0,55	1,05	0,43	0,44	0,45
ТП 11	0,73	0,97	1,19	0,44	0,46	0,47
ТП 12	0,40	1,01	1,32	0,49	0,52	0,55
ТП 13	0,22	1,00	1,38	0,45	0,47	0,49
ТП 14	0,48	1,46	2,27	0,62	0,67	0,72
ТП 15	0,17	1,87	2,45	0,77	0,83	0,9
ТП 16	0,54	2,24	3,36	0,66	0,69	0,72
ТП 17	1,23	3,30	4,29	0,99	1,07	1,15
ТП 18	0,96	3,17	4,73	0,86	0,93	1,01
ТП 19	1,21	3,32	5,37	0,74	0,81	0,87
ТП 20	1,51	3,69	6,02	0,85	0,92	0,98
ТП 21	1,09	4,00	5,94	0,82	0,89	0,95
ТП 22	1,20	3,98	7,20	0,8	0,86	0,91
ТП 23	2,25	4,59	7,29	0,84	0,9	0,96
ТП 24	2,56	4,85	7,56	0,86	0,92	0,98

В табл. 5.11 и на рис. 5.33, 5.34 представлены расчетные значения суммарных коэффициентов гармоник напряжений на шинах 220 кВ тяговых подстанций.

Трехфазная система тяги по сравнению с однофазной характеризуется более высоким уровнем гармоник в западной части участка дороги, где имеется шунтирующая линия 220 кВ с расщепленными фазами между подстанциями РП1 и РП3, но меньшим уровнем гармоник в восточной части. Максимум в частотном спектре приходится на третью, пятую и седьмую гармоники при однофазной системе и на пятую и седьмую гармоники при трехфазной. На рис. 5.35 и 5.36 показаны спектральные составы напряжений 110 кВ ТП 24 на 1093-й минуте моделирования, где наблюдался минимальный уровень напряжений.

Таблица 5.11

Суммарные коэффициенты гармоник напряжений шин 220 кВ

Под- стан- ция	Однофазная система тяги						Трёхфазная система тяги					
	Фаза А		Фаза В		Фаза С		Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %	$K_{U_{min}}$, %	$K_{U_{max}}$, %
ТП1	11,01	13,21	11,18	12,38	14,29	15,01	19,98	21,08	27,36	28,78	22,86	24,07
ТП2	12,67	15,25	13,43	14,86	17,05	17,96	23,49	24,79	32,43	34,14	26,98	28,42
ТП3	13,24	16,12	14,4	15,87	18,17	19,27	24,80	26,23	34,00	35,83	28,18	29,74
ТП4	12,4	14,89	13,23	14,79	15,84	16,7	23,60	24,89	32,17	33,85	26,17	27,58
ТП5	9,7	11,42	10,62	12,08	11,68	12,46	18,60	19,53	24,37	25,59	19,02	19,98
ТП6	7,11	8,26	7,74	8,69	8,09	8,68	13,83	14,42	17,62	18,38	13,25	13,81
ТП7	7,73	8,43	7,53	8,31	7,16	7,61	12,32	12,72	14,96	15,47	13,14	13,72
ТП8	1,32	1,45	1,21	1,3	1,28	1,37	2,09	2,17	2,47	2,58	2,14	2,24
ТП9	2,48	2,63	2,56	2,71	2,29	2,44	3,78	3,94	4,11	4,27	3,68	3,78
ТП10	3,69	4,15	3,79	4,07	3,27	3,56	5,83	6,36	5,54	6,00	5,19	5,53
ТП11	4,03	4,45	4,16	4,58	4,1	4,46	6,90	7,60	6,13	6,74	5,77	6,22
ТП12	4,41	4,94	5,33	6,29	4,57	5,13	7,76	8,88	6,76	7,73	6,28	7,11
ТП13	4,5	4,96	5,58	6,78	4,47	5,16	7,80	9,02	6,67	7,74	6,04	6,95
ТП14	5,16	5,61	7,07	9,62	5,32	6,09	8,46	9,86	6,97	8,17	6,10	7,02
ТП15	6,19	7,12	9,51	13,54	6,98	8,03	9,08	10,62	7,40	8,68	6,75	7,78
ТП16	6,49	8,08	10,58	16,02	7,98	9,29	9,40	10,85	7,27	8,46	7,52	8,14
ТП17	6,44	8,25	12,34	19,14	9,9	12,07	8,20	9,29	7,31	8,23	6,90	7,57
ТП18	7,72	10,2	14,22	22,67	10,83	13,27	8,15	8,93	7,82	8,50	8,00	8,64
ТП19	10,19	13,54	16,83	27,05	12,1	14,55	9,82	10,80	9,58	10,41	9,48	10,32
ТП20	10,26	12,34	18,58	29,14	14,81	18,05	11,93	13,24	11,89	13,02	11,80	12,96
ТП21	12,32	15,01	20,35	32,11	15,9	18,84	14,01	15,71	13,92	15,41	13,33	14,76
ТП22	12,99	14,71	21,06	33,02	17,43	20,34	16,21	18,20	16,02	17,77	15,55	17,24
ТП23	14,11	16,52	21,78	34,17	18,44	21,2	17,78	20,04	17,46	19,46	16,78	18,68
ТП24	14,67	17,49	22,24	34,39	19,26	22,04	18,87	21,39	18,61	20,87	17,92	20,07

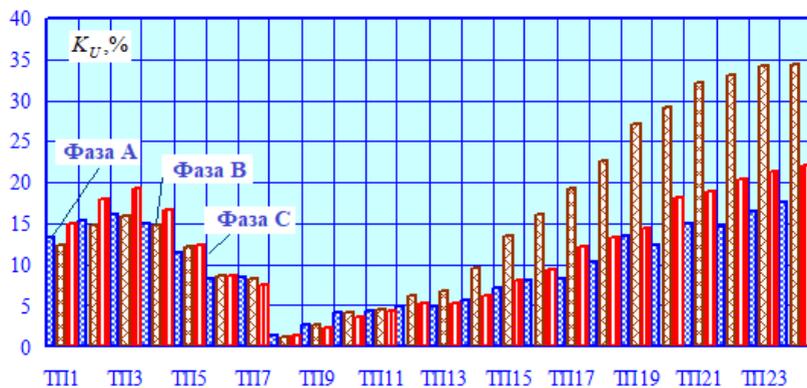


Рис. 5.33. Максимальные суммарные коэффициенты гармоник питающих напряжений 220 кВ тяговых подстанций при однофазной тяге

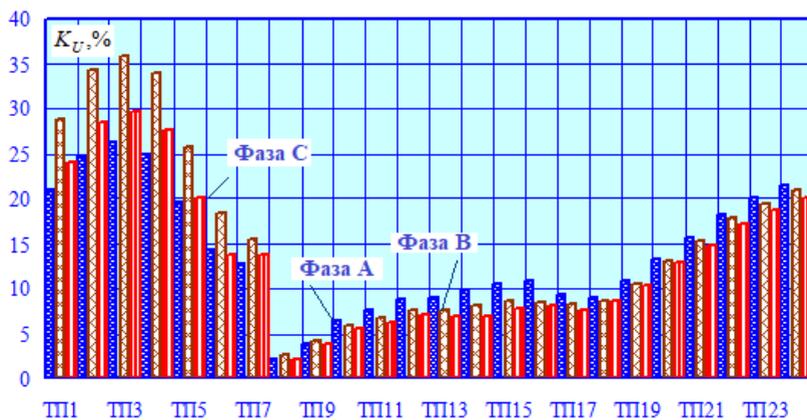


Рис. 5.34. Максимальные суммарные коэффициенты гармоник питающих напряжений 220 кВ тяговых подстанций при трехфазной тяге

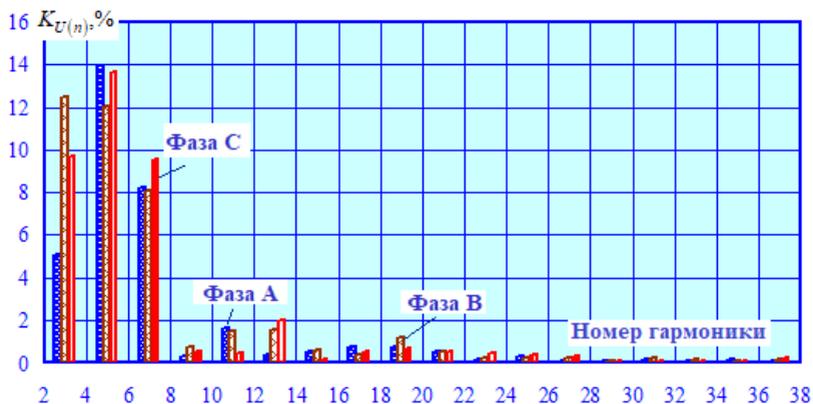


Рис. 5.35. Спектральный состав гармоник стороны 110 кВ ТП 24 на 1093-й минуте моделирования при однофазной тяге

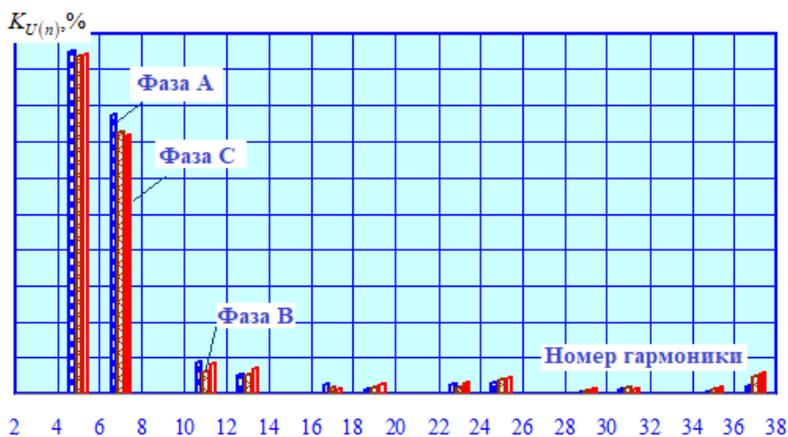


Рис. 5.36. Спектральный состав гармоник стороны 110 кВ ТП 24 на 1093-й минуте моделирования при трехфазной тяге

Выводы

1. Железные дороги переменного тока являются источником искажений качества электрической энергии в системах внешнего электроснабжения, влияя на отклонения, колебания, несинусоидальность и несимметрию напряжений. Для сопоставления разных

систем тяги с трехфазной системой рассмотрено движение одинакового пакета из двух нечетных и двух четных поездов с одинаковым профилем электропотребления для одной межподстанционной зоны длиной 50 км, с мощностями короткого замыкания двух тяговых подстанций 2500 МВ·А и 1200 МВ·А. При этом для систем 25 кВ и 25 кВ с ЭУП пришлось моделировать включение двух тяговых трансформаторов по 40000 кВ·А параллельно и двух тяговых трансформаторов по 25000 кВ·А для системы 2×25 кВ на каждой подстанции для обеспечения движения поездов. Для трехфазной СТЭ оказалось достаточно по одному трансформатору 40000 кВ·А без их перегрузок и достаточно высоком уровне напряжений на токоприемниках электровозов.

2. Моделирование показало, что трехфазная система тяги обеспечивает соблюдение показателей качества по отклонениям и несимметрии напряжений на шинах 220 кВ подстанций, в то время как системы 25 кВ, 2×25 кВ и 25 кВ с ЭУП показали превышение предельно допустимых коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности.

3. Во всех четырех рассмотренных системах тягового электропитания получено существенное превышение максимально допустимых суммарных коэффициентов гармоник напряжений 220 кВ тяговых подстанций. Вместе с тем уровень гармоник трехфазной СТЭ на шинах 220 кВ удаленной подстанции примерно втрое меньше, чем при системе 25 кВ. Кроме того, трехфазная СТЭ создает близкие уровни гармоник во всех трех фазах в отличие от трех других видов тяги.

Для трехфазной СТЭ наибольший уровень зафиксирован на пятой, седьмой, двадцать третьей и тридцать пятой гармониках напряжения тяговой сети, что может быть связано с резонансными свойствами тяговой сети.

Значительная несинусоидальность напряжений трехфазной СТЭ потребует принятия специальных мер по подавлению высших гармоник.

4. Схожие закономерности получены при моделировании тягового электроснабжения реального участка железной дороги, электрифицированного по классической системе 25 кВ, при сравнении режимов с возможной трехфазной СТЭ: не отмечено превышение нормативных показателей по несимметрии для трехфазной системы тяги, и оказались сопоставимыми суммарные коэффициенты гармоник напряжений системы внешнего электроснабжения, но с разным пространственным распределением несинусоидальности.

6. ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ ОБСТАНОВКА В ТРЕХФАЗНЫХ ТЯГОВЫХ СЕТЯХ

6.1. Методика анализа электромагнитной обстановки в тяговых сетях переменного тока

Электромагнитные поля, создаваемые высоковольтными или сильноточными линиями электропередачи, могут создавать помехи, вызывающие нарушения нормального функционирования электрических и электронных устройств, вызывать возгорание легковоспламеняющихся веществ, а также приводить к тяжелым несчастным случаям при работе персонала на отключенных линиях электропередачи и связи из-за наличия наведенных напряжений [2, 121, 143].

Непосредственное воздействие электромагнитного поля на человеческий организм приводит к торможению процессов в центральной нервной системе, вызывает головную боль, вялость и быструю утомляемость [138]. Наблюдаются изменения состава крови и давления, учащение пульса. Емкостные токи в переменном электромагнитном поле при большой напряженности могут изменить процесс обмена веществ. Особенно заметное влияние на людей оказывают электромагнитные поля (ЭМП) промышленной частоты, поскольку при увеличении частоты сказывается инерционность открытия клеточных мембран, а при ее уменьшении снижаются индуктированные и емкостные токи.

Тяговые сети электрифицированных железных дорог переменного тока отличаются электромагнитной несбалансированностью и потому создают электромагнитные поля с достаточно высокими напряженностями. Эти поля могут наводить значительные напряжения на отключенных линиях электропередачи, проходящих вблизи железной дороги. Такие напряжения приводят к серьезным электротравмам и повреждениям оборудования.

Совокупность электромагнитных процессов в заданной области пространства характеризуется термином «электромагнитная обстановка» (ЭМО) [121]. Основными характеристиками этих процессов являются напряженности электрического и магнитного полей. В ряде случаев, особенно при прохождении трассы железной дороги по селитебной территории, уровни напряженностей ЭМП,

создаваемых тяговой сетью, могут превосходить допустимые нормы [15]. Таким образом, электромагнитная обстановка определяет условия электромагнитной безопасности (ЭМБ).

Понятие «электромагнитная обстановка» является ключевым при решении вопросов электромагнитной безопасности и совместимости (рис. 6.1).



Рис. 6.1. Связь ЭМО с ЭМБ и ЭМС

Для обеспечения электромагнитной безопасности важно знать максимальные уровни напряженностей ЭМП, которые в реальных условиях, имеющих место на электрифицированной железной дороге, затруднительно получить на основе измерений. Поэтому анализ

ЭМО в системах тягового электроснабжения рекомендуется выполнять на основе математического моделирования [121]. Определение напряженностей ЭМП обычно проводится на базе численных методов теории поля, основанных на первой группе формул Максвелла, конформных преобразованиях, конечных разностях. Применение таких методов отличается большой сложностью подготовки исходных данных, а также значительными трудозатратами, связанными с освоением специализированных компьютерных программ.

Программный комплекс Fazonord позволяет использовать в моделях многопроводных линий до нескольких сотен проводов [118]. Это приводит к возможности моделирования насыпей, выемок, вагонов и цистерн набором заземленных проводов, расположенных таким образом, чтобы расстояние между такими проводами было значительно меньше расстояния до точки наблюдения. Кроме того, данная технология позволяет проводить расчеты ЭМП в искусственных сооружениях железнодорожного транспорта: тоннелях, галереях, мостах (рис. 6.2).

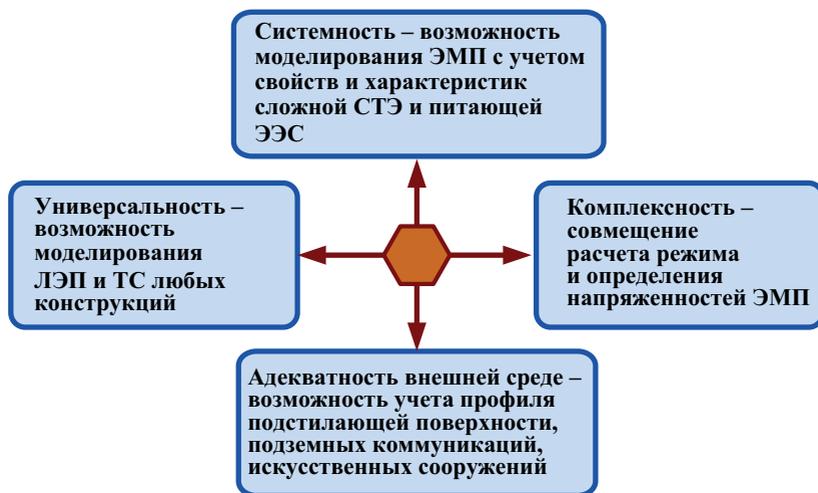


Рис. 6.2. Особенности разработанной методики моделирования ЭМП

Задача улучшения электромагнитной обстановки является частью более общей проблемы электромагнитной экологии, решение которой предполагается реализовать в том числе и на основе концепции интеллектуальных электрических сетей – smart grid. Поэтому

методы системного анализа и моделирования ЭМО должны учитывать современные технологии активно-адаптивных сетей.

Анализ условий электромагнитной обстановки осуществляется в два этапа.

1. Выполняется определение режима системы электроснабжения железной дороги для мгновенной схемы или при моделировании движения поездов.

2. После определения режимов производится расчет напряженностей электромагнитного поля, создаваемого многопроводной ЛЭП или тяговой сетью, входящих в состав моделируемой системы.

Направления осей декартовой системы координат выбраны следующим образом (рис. 6.3):

- ось Y направлена вертикально вверх, начало координат лежит на поверхности плоской земли;
- ось X расположена перпендикулярно железной дороге так, что ось Z направлена противоположно току контактной сети.

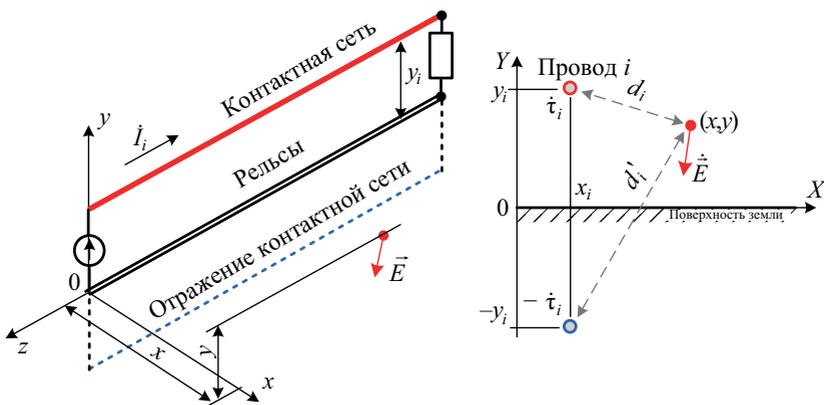


Рис. 6.3. Выбор системы координат при расчете ЭМП

В выбранной системе координат составляющие напряженности электрического поля системы из N проводов в точке с координатами (x, y) рассчитываются по следующим формулам [81]:

$$\dot{E}_x = \frac{2}{\pi \epsilon_0} \sum_{i=1}^N \dot{I}_i \frac{(x - x_i) y y_i}{d_i^2 d_i'^2};$$

$$\dot{E}_y = -\frac{1}{\pi\epsilon_0} \sum_{i=1}^N \dot{\tau}_i \frac{y_i[(x-x_i)^2 - y^2 + y_i^2]}{d_i^2 d_i'^2},$$

где $d_i = \sqrt{(x-x_i)^2 + (y-y_i)^2}$, $d_i' = \sqrt{(x-x_i)^2 + (y+y_i)^2}$, – расстояния между точкой наблюдения и осью провода и между точкой наблюдения и зеркальным отображением провода в земле;

x_i, y_i – координаты расположения провода i над землей ($y = 0$ соответствует поверхности плоской земли);

$\dot{\tau}_i$ – заряд провода i на единицу длины, определяемый из первой группы формул Максвелла:

$$\dot{\mathbf{T}} = \mathbf{A}^{-1} \cdot \dot{\mathbf{U}}.$$

Здесь $\dot{\mathbf{U}} = [\dot{U}_1 \dots \dot{U}_N]^T$ – вектор-столбец напряжений проводов по отношению к земле, полученный в результате расчета режима; $\dot{\mathbf{T}} = [\dot{\tau}_1 \dots \dot{\tau}_N]^T$ – вектор-столбец зарядов проводов;

\mathbf{A} – симметричная матрица потенциальных коэффициентов, в которой:

$$\alpha_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2y_i}{r_i}; \alpha_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{d_i'}{d_i},$$

где r_i – радиус провода i ;

ϵ_0 – электрическая постоянная.

Вертикальная и горизонтальная составляющие напряженности магнитного поля, создаваемые всеми проводами, вычисляются по следующим формулам:

$$\dot{H}_x = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^N \dot{I}_i \frac{y-y_i}{d_i^2}; \dot{H}_y = -\frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^N \dot{I}_i \frac{x-x_i}{d_i^2},$$

где \dot{I}_i – токи, протекающие по проводам тяговой сети, а также по проводникам, имитирующим заземленные объекты.

Кроме того, может быть определена плотность потока активной мощности по выражению

$$\Pi_0 = E_x H_y \cos(\psi_{E_x} - \psi_{H_y}) - E_y H_x \cos(\psi_{E_y} - \psi_{H_x}),$$

где $\psi_{E_x}, \psi_{E_y}, \psi_{H_x}, \psi_{H_y}$ – фазовые углы составляющих $\dot{E}_x, \dot{E}_y, \dot{H}_x, \dot{H}_y$.

Разработанные в ИРГУПС методы и средства моделирования режимов в фазных координатах позволяют при определении режима

электроэнергетической системы или СТЭ провести одновременные расчеты напряженностей ЭМП многопроводных линий. При моделировании движения поездов определяется динамика изменения напряженностей ЭМП во времени.

6.2. Моделирование ЭМП различных систем тягового электроснабжения

Анализ электромагнитной обстановки, создаваемой трехфазной тяговой сетью, проведен в сопоставлении с тремя другими системами тяговой сети по аналогии с предыдущей главой. Для расчетов использованы те же расчетные схемы ПК Fazonord с соблюдением следующих условий:

- расчеты напряженностей электрического и магнитного полей производятся в начале левого по схемам рис. 5.1, 5.9, 5.14, 5.19 элемента тяговой сети для плоской однородной земли;

- режим тяговой сети определялся мгновенной схемой с нагрузкой нечетного пути $21 + j16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ в середине межподстанционной зоны; величина нагрузки одинакова для систем 25 кВ, $2 \times 25 \text{ кВ}$ и системой с ЭУП и определена из условия уровня напряжения на нагрузке 19 кВ системы 25 кВ; нагрузка подключается между контактной сетью и соответствующей парой рельсов;

- нагрузка трехфазной системы взята равной $21 + j10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (три нагрузки по $7 + j3,36 \text{ МВ} \cdot \text{А}$) исходя из обозначенного в разделе 3.4.1 коэффициента мощности трехфазного электровоза величиной 0,9;

- в модели трехфазной СТЭ полагаются включенными одиночные тяговые трансформаторы ТДТНЖ-40000/230, в остальных системах включено по два трансформатора;

- расчеты ЭМП выполнены по поперечному сечению тяговой сети с получением профиля напряженности на высоте 1,8 м от поверхности земли.

Пересчет напряженностей магнитного поля к единице тока контактной сети не производился.

Трехфазная СТЭ. Напряжения фаз контактной сети у левого края участка составляет 27,7 кВ, одинаковые по четному и нечетному пути, поскольку нагрузка трансформатора симметрична. Токи фаз равны 267 А по нечетному пути и 3,5 А по незагруженному четному

пути. На нагрузке напряжения фаз 24,7 кВ, 25,6 кВ и 25,6 кВ – немного несимметричны (коэффициент несимметрии по обратной последовательности 2,4 %) из-за несимметрии проводников тяговой сети.

На рис. 6.4 и 6.5 показаны поперечные профили напряженностей электрического и магнитного полей тяговой сети: x - и y -составляющие вектора и амплитудные значения.

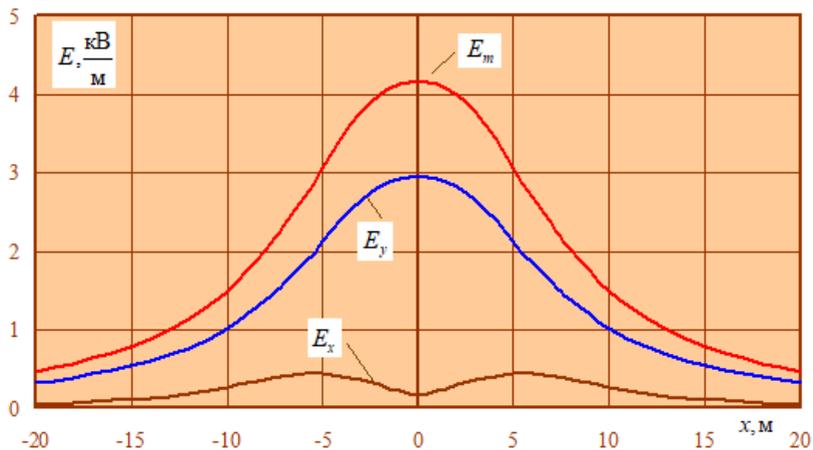


Рис. 6.4. Электрическое поле трехфазной тяговой сети

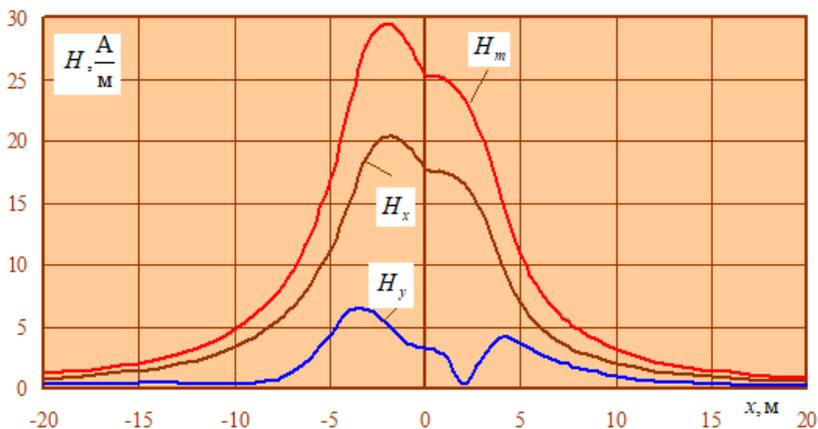


Рис. 6.5. Магнитное поле трехфазной тяговой сети

Амплитуда напряженности электрического поля достигает 4,1 кВ/м, что меньше нормативного $5\sqrt{2}$ кВ/м. Зависимость от координаты x симметрична относительно оси ординат, начало которой лежит в середине междупутья, несмотря на различия фаз напряжений контактных подвесок 0° и -60° .

Несимметрия напряженности магнитного поля определяется нагрузкой только на нечетном пути. Амплитуда напряженности достигает почти 30 А/м, что ниже минимального порога нормированных значений.

Однофазная СТЭ 25 кВ. Напряжение фидера контактной сети подстанции ТП 1 равно 26,4 кВ, немного уступая трехфазной ТС, однако на нагрузке при этом всего лишь 19,1 кВ. Основная потеря напряжения приходится на тяговую сеть, в частности потому, что в модели представлены два тяговых трансформатора подстанции. Ток фидера нечетного пути 699 А, четного 9,6 А. Коэффициент несимметрии тяговых напряжений на шинах 27,5 кВ подстанции ТП 1 по обратной последовательности 4,7 %.

На рис. 6.6 и 6.7 показаны поперечные профили напряженностей электрического и магнитного полей тяговой сети: x - и y -составляющие вектора и амплитудные значения. Амплитуда напряженности электрического поля несколько меньше, чем у трехфазной СТЭ, и достигает 3,5 кВ/м. Зависимость от координаты x симметрична относительно оси ординат.

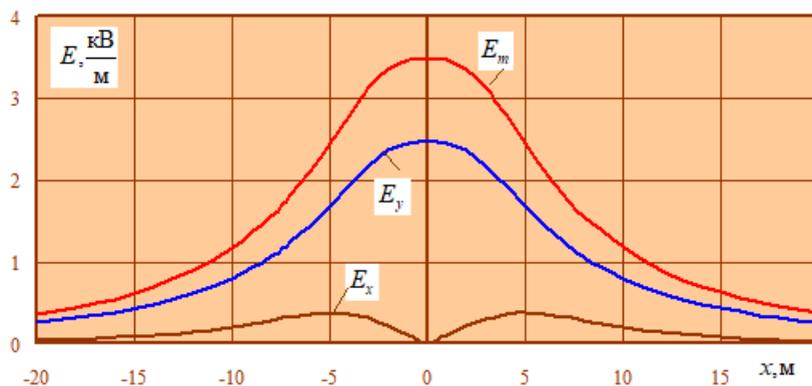


Рис. 6.6. Электрическое поле тяговой сети 25 кВ

Амплитуда напряженности магнитного поля гораздо больше, чем в сбалансированной трехфазной системе, достигая по нечетному

пути 80 А/м амплитудного значения, что ниже минимального порога нормированных значений $80\sqrt{2}$ А/м.

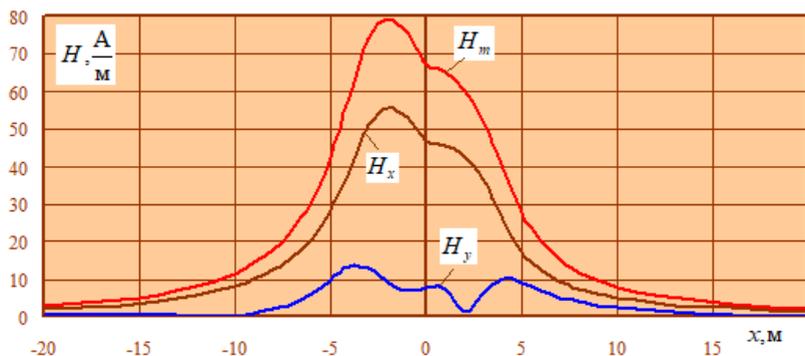


Рис. 6.7. Магнитное поле тяговой сети 25 кВ

СТЭ 2×25 кВ. Напряжение фидера контактной сети подстанции ТП 1 равно 26,5 кВ, таково же напряжение фидера питающего провода. На нагрузке напряжение 23,9 кВ, меньше, чем при трехфазной тяге. Ток фидера тяговой сети нечетного пути 312 А + 251 А (контактная подвеска + питающий провод), четного 14,2 А + 26,2 А с превышением тока фидера питающего провода. Коэффициент несимметрии напряжений 220 кВ ТП 1 по обратной последовательности 1,2 %.

На рис. 6.8 и 6.9 показаны поперечные профили напряженностей электрического и магнитного полей тяговой сети. Амплитуда напряженности электрического поля меньше, чем у трехфазной сети, до 2,5 кВ/м.

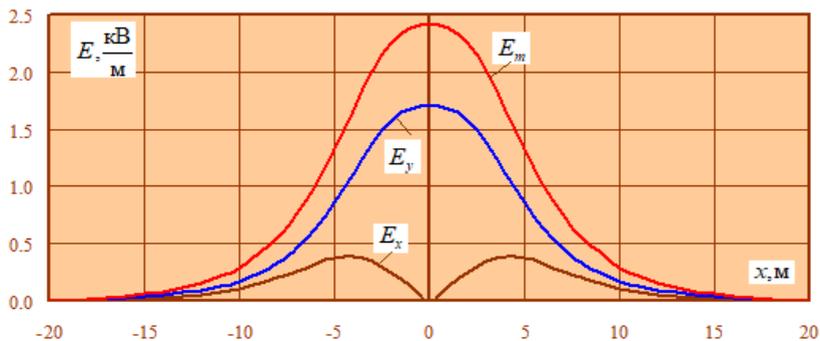


Рис. 6.8. Электрическое поле тяговой сети 2×25 кВ

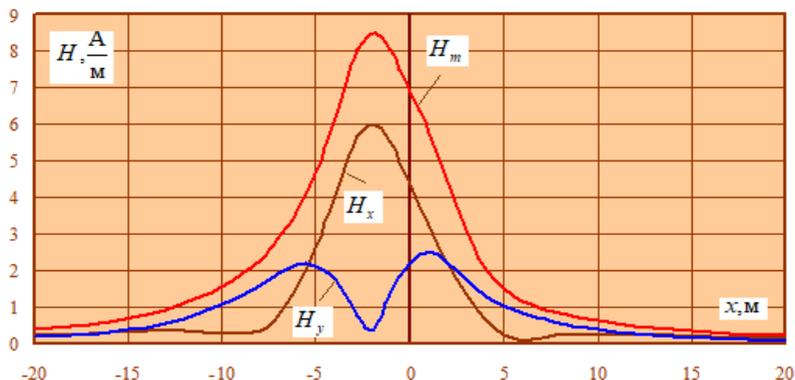


Рис. 6.9. Магнитное поле тяговой сети 2×25 кВ

Амплитуда напряженности магнитного поля совсем небольшая из-за размагничивающего действия питающего провода и небольших токов рельсов (16 А нечетного пути и 10 А четного пути).

СТЭ 25 кВ с ЭУП. Напряжение фидера контактной сети подстанции ТП 1 равно 26,9 кВ, немного выше, чем для тяговой сети без ЭУП. На нагрузке напряжение 23,5 кВ, существенно больше, чем при отсутствии ЭУП. Ток фидера контактной сети нечетного пути 573 А, четного – 11,4 А. Коэффициент несимметрии тяговых напряжений ТП 1 по обратной последовательности 3,8 %.

На рис. 6.10 и 6.11 показаны поперечные профили напряженностей электрического и магнитного полей тяговой сети. Амплитуда напряженности электрического поля примерно такая же, как и в системе 25 кВ без ЭУП.

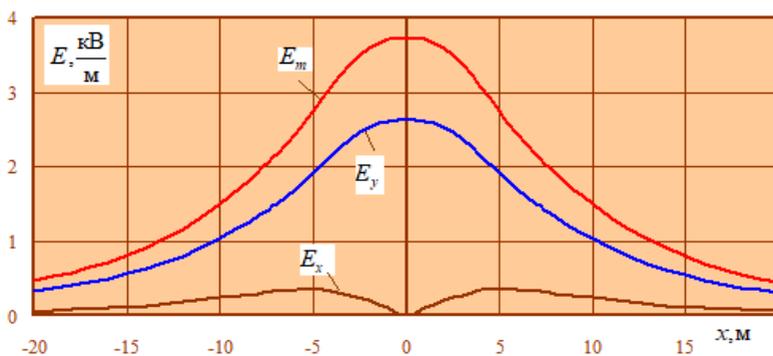


Рис. 6.10. Электрическое поле тяговой сети 25 кВ с ЭУП

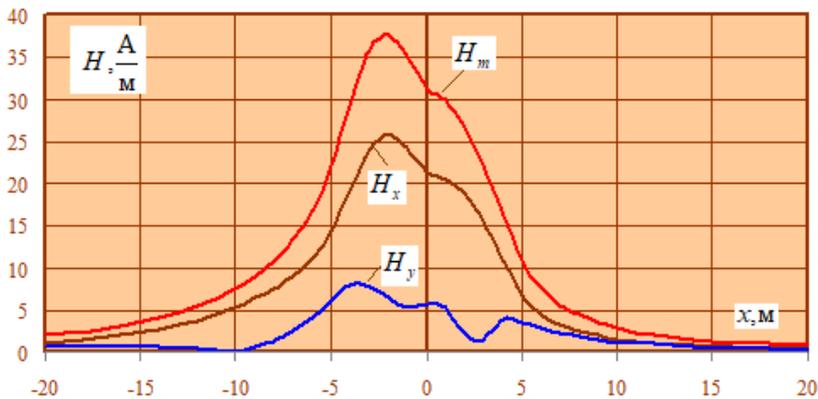


Рис. 6.11. Магнитное поле тяговой сети 25 кВ с ЭУП

Амплитуда напряженности магнитного поля лишь немного больше, чем при трехфазной тяге, и вдвое меньше системы 25 кВ без ЭУП. Здесь велик вклад тока рельсов, равного 556 А суммарно по двум путям.

Сопоставление ЭМП разных СТЭ. На рис. 6.12 и 6.13 представлены сопоставительные графики зависимостей амплитудных значений напряженностей ЭМП от координаты x .

При расположении нагрузки нечетного пути $21 + j16$ МВ·А в середине межподстанционной зоны длиной 50 км, при одиночных трансформаторах 40000 кВ·А трехфазной системы, двойных трансформаторах по 40000 кВ·А систем 25 кВ и 25 кВ с ЭУП и двойных трансформаторах 25000 кВ·А системы 2×25 кВ представленные зависимости демонстрируют следующие соотношения напряженностей ЭМП на высоте 1,8 м от поверхности земли:

- по электрическому полю наибольшие напряженности наблюдаются при трехфазной тяге, не достигающие нормированного порога по условиям безопасности; меньшие значения полей создают тяговые сети с ЭУП и классическая система 25 кВ; наименьшие величины напряженности соответствуют тяге 2×25 кВ; напряженности лежат в пределах от 2,5 кВ/м до 4,2 кВ/м амплитудных, ввиду несколько сниженных напряжений эти значения немного ниже напряженностей номинальных напряжений тяговой сети;

- по магнитному полю выделяется классическая система 25 кВ с напряженностью до 80 А/м амплитудных; максимумы напряженности от 38 до 30 А/м соответствуют тяговой сети с ЭУП

и трехфазной тяговой сети, последняя обязана этим факту сниженных токов; наименьшие напряженности магнитного поля создает тяговая сеть 2×25 кВ из-за противофазности тока питающего провода току контактной подвески.

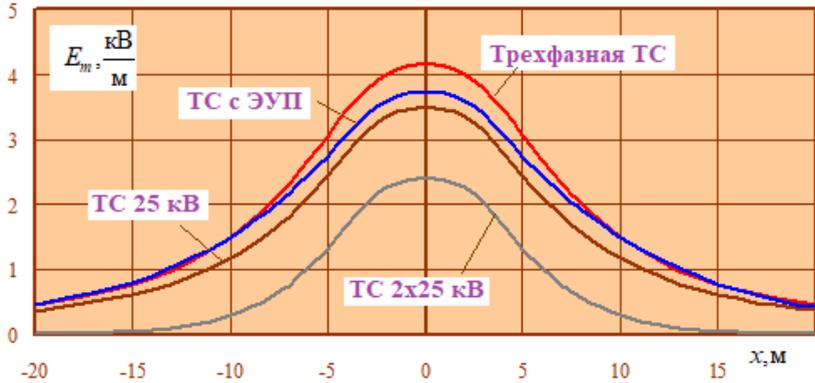


Рис. 6.12. Электрическое поле разных систем тяги

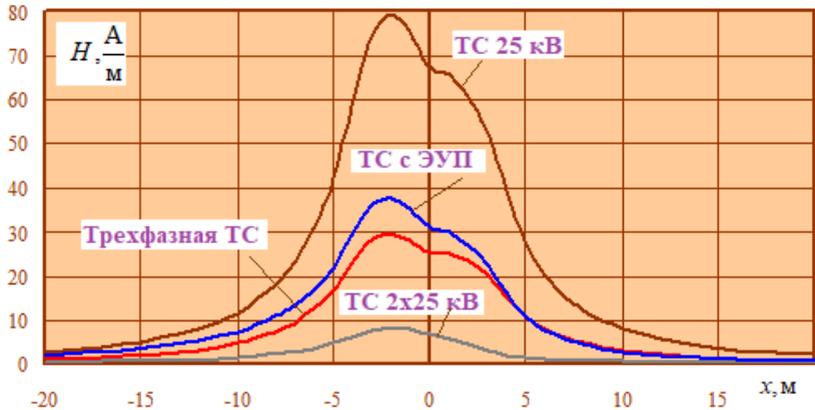


Рис. 6.13. Магнитное поле разных систем тяги

6.3. Высшие гармоники электромагнитного поля тяговых сетей разных систем

Высшие гармоники в токах и напряжениях тяговой сети значительно усложняют картину электромагнитного поля. В какой-то степени определиться с различиями полей разных СТЭ позволяют модели раздела 5.2, если провести расчеты электромагнитного поля тяговых сетей с учетом высших гармоник напряжений и токов при движении пакета из двух нечетных и двух четных поездов.

Так же как и в разделе 6.2, расчеты напряженностей электрического и магнитного полей производятся в начале левого по расчетным схемам элемента тяговой сети для плоской однородной земли. Этот элемент подключен к трансформатору (трансформаторам) подстанции ТП1; в отличие от ТП1 подстанция ТП2 характеризуется пониженными напряжениями и увеличенными токами, что приводит к снижению напряженности электрического поля и увеличению напряженности магнитного поля на основной частоте и высших гармониках вблизи ТП2.

В модели трехфазной СТЭ полагаются включенными одиночные тяговые трансформаторы ТДТНЖ-40000/230, в остальных системах включено по два трансформатора. Расчеты напряженностей ЭМП выполнены по поперечному сечению тяговой сети с получением профиля напряженности на высоте 1,8 м от поверхности земли.

Представительными характеристиками гармоник в электромагнитном поле могут быть различия модулей пиковых значений напряженности первой гармоники E_{m1} и суммарной напряженности E_{m_rms} по спектру гармоник. Эти различия могут быть представлены как абсолютными значениями напряженностей в зависимости от моделируемого времени, так и относительными различиями первой гармоники от суммы гармоник, понимая под суммой квадратичное суммирование.

Трехфазная СТЭ. Зависимости от времени моделирования модулей напряженности первой гармоники электрического и магнитного полей и пиковой напряженности по спектру гармоник показаны на рис. 6.14, 6.15 и 6.16 для середины междупутья на высоте 1,8 м. Обращает на себя внимание значительное отличие первой гармоники напряженности электрического поля от суммарной напряженности – до 25 %. Различия по магнитному полю до 45-й минуты находятся вблизи 10 %. Поскольку напряженности магнитного поля пропорциональны намагничивающим токам, то вторая половина

графика магнитного поля относится к слабой загрузке подстанции ТП1. Вместе с тем гармоники электрического поля определяются спектром напряжений тяговой сети вблизи ТП1, которые пропорциональны частоте гармоники ввиду практически индуктивного характера сопротивлений трансформатора и сети внешнего электроснабжения.



Рис. 6.14. Зависимость пиковой напряженности ЭП от моделируемого времени

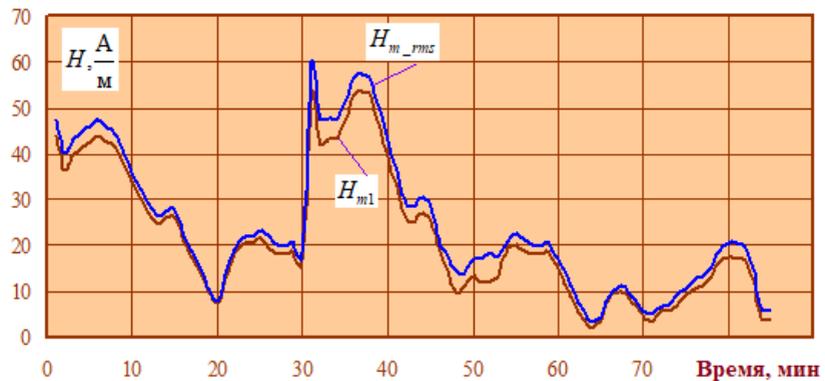


Рис. 6.15. Зависимость пиковой напряженности МП от моделируемого времени

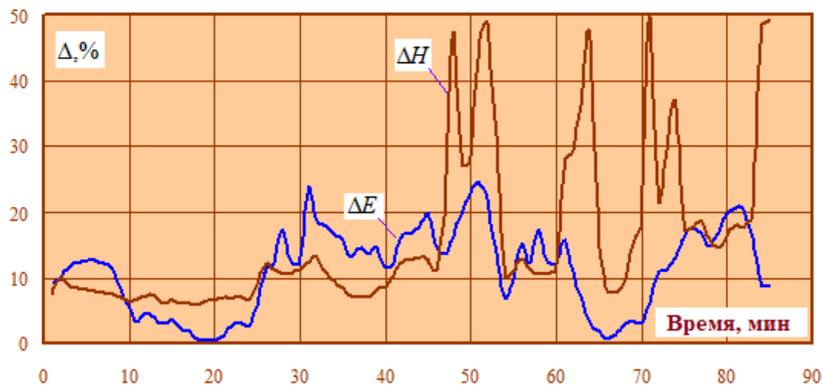


Рис. 6.16. Относительные различия первой гармоники и суммарной по спектру гармоник напряженности электрического и магнитного полей

На рис. 6.17 показаны формы модуля напряженности магнитного поля в течение периода основной гармоники. Здесь значительно выделяется 11-я (каноническая для шестипульсового преобразователя) гармоника напряженности, причем ее относительный уровень для 51-й минуты значительно больше. Для ситуации отсутствия высших гармоник зависимость должна быть представлена двумя положительными половинками синусоид с наличием двух нулевых значений на периоде; вторая минута ближе к такой зависимости.

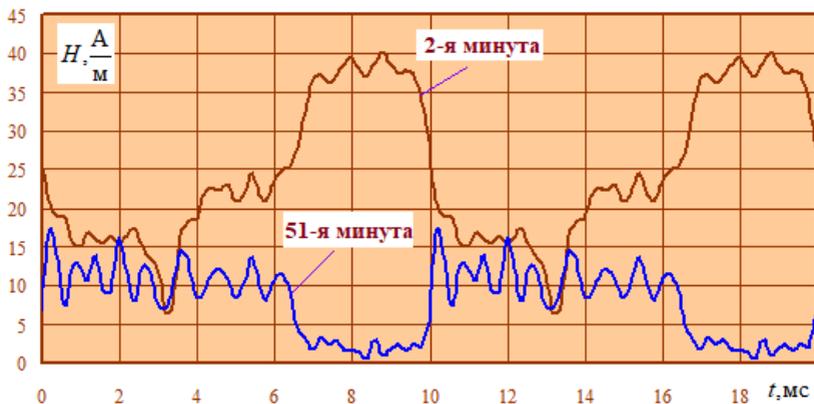


Рис. 6.17. Форма кривой напряженности магнитного поля в точке с координатами (0 м; 1,8 м) для второй и 51-й минуты моделируемого времени

Амплитуда напряженности магнитного поля по рис. 6.15 достигает почти 60 А/м, что ниже минимального порога нормированных значений.

Однофазная СТЭ 25 кВ. На рис. 6.18–6.21 показаны аналогичные зависимости для классической однофазной системы тяги.

Так же как и для трехфазной тяги, имеется существенное отличие первой гармоники электрического поля и суммарной напряженности, но здесь из-за пониженного напряжения тяговой сети напряженность первой гармоники меньше, и относительные различия достигают 40 %.

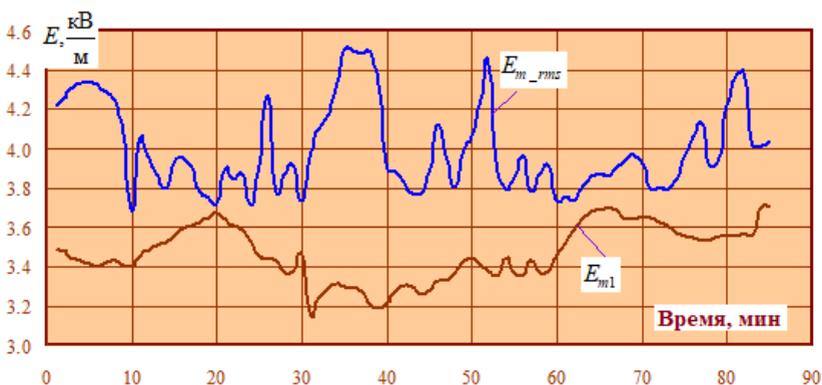


Рис. 6.18. Зависимость пиковой напряженности электрического поля от моделируемого времени

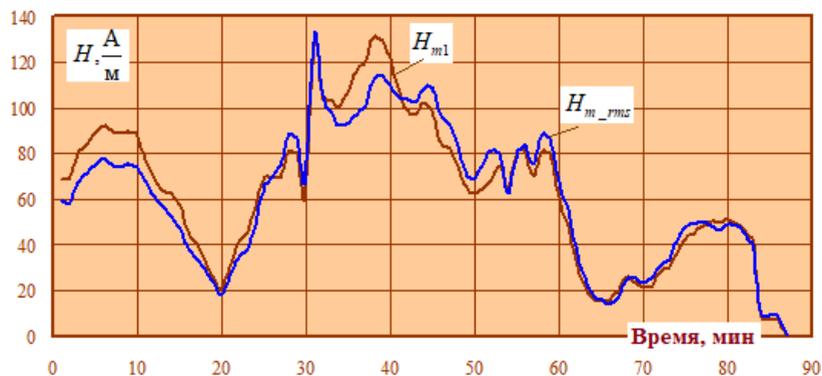


Рис. 6.19. Зависимость пиковой напряженности магнитного поля от моделируемого времени

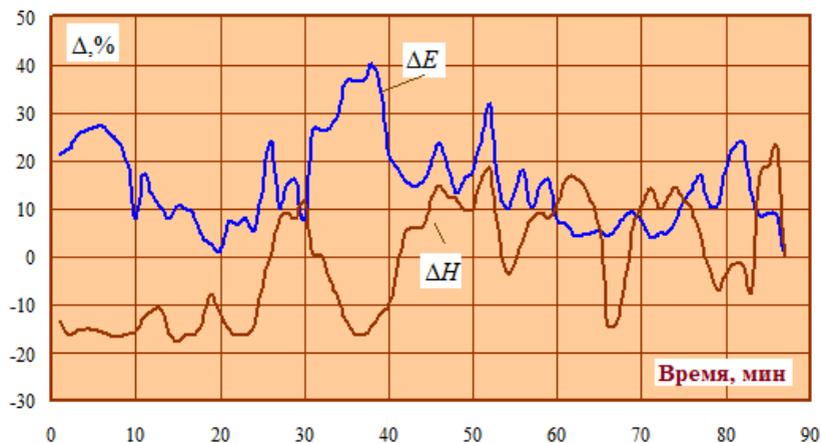


Рис. 6.20. Относительные различия первой гармоники и суммарной по спектру гармоник напряженности электрического и магнитного полей



Рис. 6.21. Форма напряженности магнитного поля в точке с координатами (0 м; 1,8 м) для второй и 51-й минуты моделируемого времени

Учет гармоник в магнитном поле может снижать пиковые значения напряженности до 16 %. Этот эффект обязан наличию в спектре тока гармоник, кратных трем, которые, в соответствии с рис. 6.21, приводят к приближению формы напряженности к прямоугольной.

СТЭ 2×25 кВ. Рис. 6.22–6.25 отображают зависимости для тяговой сети 2×25 кВ.

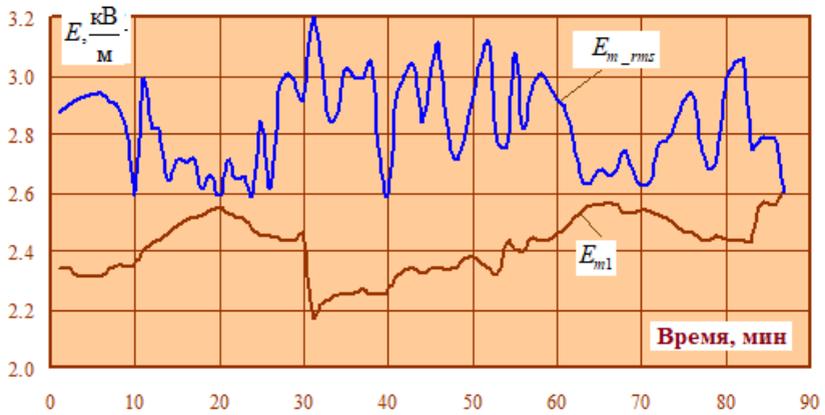


Рис. 6.22. Зависимость пиковой напряженности ЭП от моделируемого времени

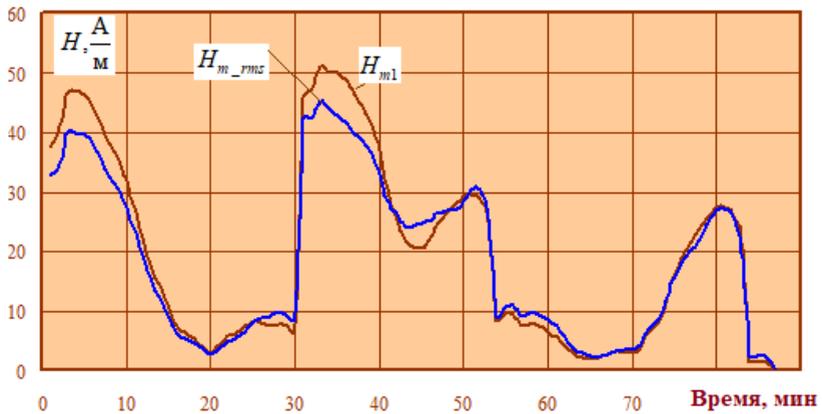


Рис. 6.23. Зависимость пиковой напряженности МП от моделируемого времени

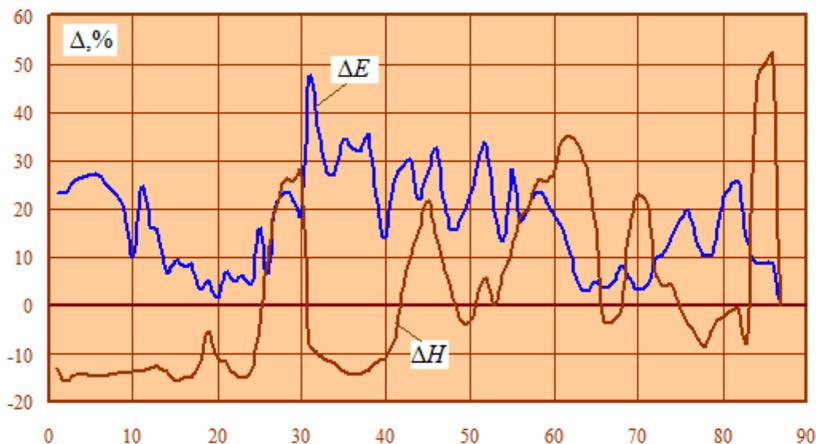


Рис. 6.24. Относительные различия первой гармоники и суммарной по спектру гармоник напряженностей электрического и магнитного полей



Рис. 6.25. Форма напряженности магнитного поля в точке с координатами (0 м; 1,8 м) для второй и 51-й минуты моделируемого времени

Из-за наличия питающего провода с противофазными напряжением и током величины напряженностей электрического и магнитного полей значительно меньше предыдущего варианта. Закономерности различий первой гармоники и суммарной напряженности практически те же, как и форма напряженности магнитного поля по рис. 6.25.

СТЭ 25 кВ с ЭУП. На рис. 6.26–6.29 показаны зависимости напряженных электрического и магнитного полей тяговой сети вблизи подстанции ТП1. Зависимости в целом схожи с таковыми для классической системы 25 кВ, но с уменьшенными значениями напряженностей, особенно для магнитного поля, из-за влияния экранирующего провода.

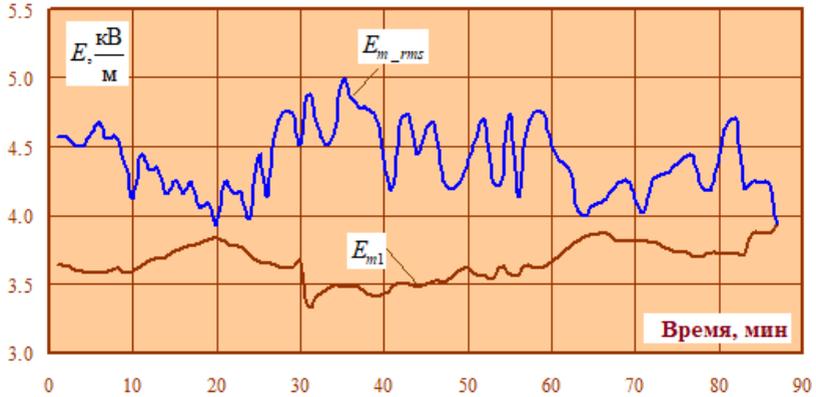


Рис. 6.26. Зависимость пиковой напряженности ЭП от моделируемого времени

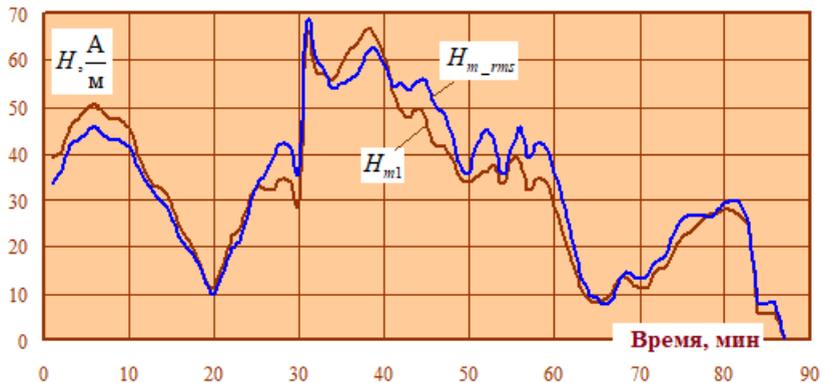


Рис. 6.27. Зависимость пиковой напряженности МП от моделируемого времени

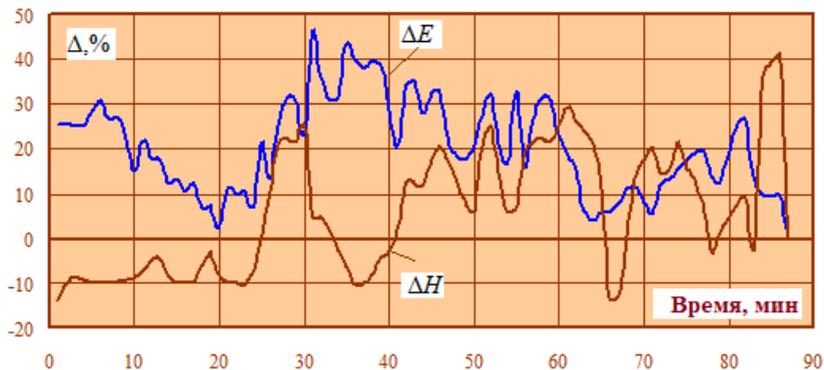


Рис. 6.28. Относительные различия первой гармоники и суммарной по спектру гармоник напряженностей электрического и магнитного полей



Рис. 6.29. Форма напряженности магнитного поля в точке с координатами (0 м; 1,8 м) для второй и 51-й минуты моделируемого времени

Сопоставление ЭМП разных СТЭ. На рис. 6.30 и 6.31 показаны сравнительные различия напряженности первой гармоники и суммарной напряженности с учетом всех гармоник до 39-й для четырех видов тяги.

Минимальные искажения по электрическому полю соответствуют трехфазной тяговой сети до 25 %, максимальные – классической системе 25 кВ, в maximume до 47 %. Несколько меньше по сравнению с системой 25 кВ искажения поля тяговой сети 25 кВ с ЭУП, промежуточное положение с maximumом 35 % занимает СТЭ 2×25 кВ.

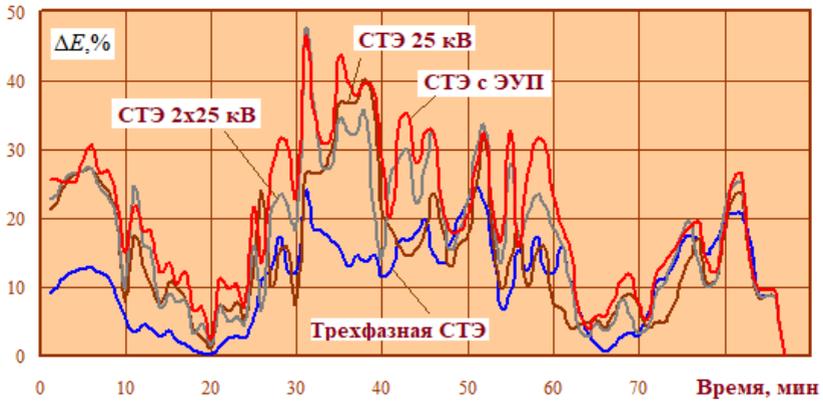


Рис. 6.30. Относительные различия первой гармоники и суммарной по спектру гармоник напряженности электрического поля

В магнитном поле при большой нагрузке минимальные искажения также соответствуют трехфазной тяге, но при малой нагрузке ближней подстанции искажения магнитного поля трехфазной СТЭ сильно возрастают и преобладают над остальными видами тяги. Этот факт, однако, из-за небольшой напряженности существенного значения не имеет.

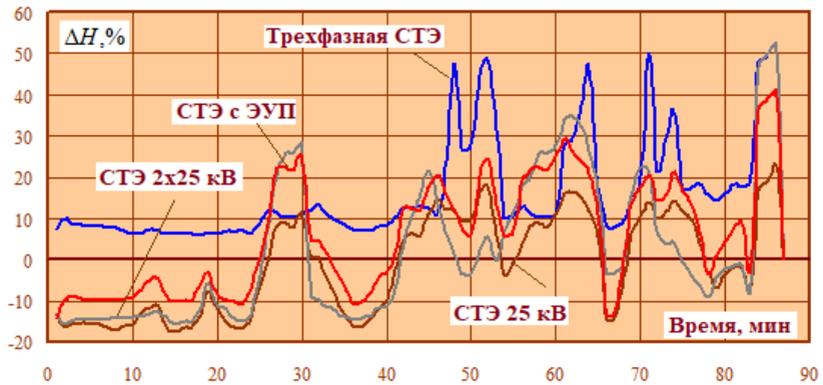


Рис. 6.31. Относительные различия первой гармоники и суммарной по спектру гармоник напряженности магнитного поля

Три вида систем тяги – 25 кВ, 2×25 кВ, 25 с ЭУП – имеют характерную особенность снижения пиковых значений суммарной

напряженности магнитного поля по сравнению с полем первой гармоники из-за наличия гармоник, кратных трем, приводящим к приближению формы поля в пределах периода основной частоты к прямоугольной. Ввиду достаточно хаотичного поведения магнитного поля при движении поездов выделить в этих трех системах наилучшую или наихудшую не представляется возможным.

Выводы

1. Тяговые сети электрифицированных железных дорог переменного тока отличаются электромагнитной несбалансированностью и потому создают электромагнитные поля с достаточно высокими напряженностями. Эти поля могут создавать значительные напряжения на смежных линиях, расположенных вблизи железной дороги.

2. Расчеты напряженностей электрического и магнитного полей проведены для начала левого по схемам рис. 5.1, 5.9, 5.14, 5.19 элемента тяговой сети при одиночных трансформаторах трехфазной тяги и двойных трансформаторах остальных систем в двух вариантах:

- мгновенная схема тяговой сети с нагрузкой нечетного пути в середине МПЗ;
- моделирование работы системы электроснабжения при движении поездов аналогично главе 5.

Расчеты ЭМП выполнены по поперечному сечению тяговой сети с получением профиля напряженности на высоте 1,8 м от поверхности земли.

3. При расположении нагрузки нечетного пути $21 + j10$ МВ·А трехфазной тяги и $21 + j16$ МВ·А остальных видов СТЭ в середине межподстанционной зоны длиной 50 км, при одиночных трансформаторах 40000 кВ·А трехфазной СТЭ, двойных трансформаторах по 40000 кВ·А систем 25 кВ и 25 кВ с ЭУП и двойных трансформаторах 25000 кВ·А системы 2×25 кВ представленные зависимости демонстрируют следующие соотношения напряженностей ЭМП основной частоты:

- по электрическому полю наибольшие напряженности наблюдаются при трехфазной системе тяги, не достигающие нормированного порога по условиям безопасности; меньшие значения полей создают системы с ЭУП и классическая 25 кВ; наименьшие величины напряженности соответствуют СТЭ 2×25 кВ; напряженности

лежат в пределах от 2,5 кВ/м до 4,2 кВ/м амплитудных, ввиду несколько сниженных напряжений тяговой сети эти значения немного ниже напряженностей при номинальных напряжениях тяговой сети;

— по магнитному полю выделяется классическая система 25 кВ с напряженностью до 80 А/м амплитудных; максимумы напряженности от 38 до 30 А/м соответствуют тяговой сети с ЭУП и трехфазной системе, последняя обязана этим факту сниженных токов; наименьшие напряженности магнитного поля создает тяговая сеть 2×25 кВ из-за противофазности тока питающего провода току контактной подвески.

4. Минимальные искажения синусоидальности электрического поля соответствуют трехфазной системе тяги, максимальные — классической СТЭ 25 кВ. Несколько меньше по сравнению с последней искажения поля тяговой сети 25 кВ с ЭУП, промежуточное положение занимает система 2×25 кВ.

В магнитном поле при большой нагрузке минимальные искажения синусоидальности также соответствуют трехфазной СТЭ, но при малой нагрузке ближней подстанции искажения магнитного поля трехфазной тяговой сети сильно возрастают и преобладают над остальными. Из-за малой напряженности этот факт существенного значения не имеет.

Три вида систем тяги — 25 кВ, 2×25 кВ, 25 с ЭУП — имеют характерную особенность снижения пиковых значений суммарной напряженности магнитного поля по сравнению с полем первой гармоники из-за наличия гармоник, кратных трем, приводящим к приближению формы поля в пределах периода основной частоты к прямоугольной.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. По сравнению с используемыми на отечественных железных дорогах системами тягового электроснабжения постоянного тока 3 кВ, однофазного переменного тока 25 кВ, автотрансформаторной 2×25 кВ и 25 кВ с ЭУП, трехфазное тяговое электроснабжение может оказаться хорошей альтернативой для развития электрической тяги в направлении увеличения пропускной способности по системе тягового электроснабжения и в значительном улучшении показателей качества электроэнергии в части симметрии и синусоидальности трехфазных напряжений.

2. Улучшение показателей тягового электроснабжения, как и предполагалось, не может быть достигнуто повышением напряжения до 6 кВ и более системы тяги постоянного тока. Нецелесообразность разработки системы СТЭ постоянного тока повышенного напряжения из-за значительных потерь мощности в преобразователях постоянного тока рассмотрена в журнале «Железнодорожный транспорт», № 3, 2022. Кроме того, внедрение такой системы потребует применения высоковольтных управляемых тиристоров или транзисторов, кардинальной реконструкции тяговых подстанций и подвижного состава, принятия мер по предотвращению электрокоррозии подземных сооружений.

3. Классическая система тягового электроснабжения 25 кВ имеет низкую степень использования трансформаторной мощности тяговых подстанций, низкий коэффициент мощности электровазов, неравномерное потребление энергии от отдельных фаз питающей сети, искажает синусоидальность питающих напряжений и оказывает значительное электромагнитное влияние на смежные линии.

4. Система 2×25 кВ имеет ряд преимуществ перед классической СТЭ 25 кВ: меньшие токи при сходных нагрузках; значительно меньшее электромагнитное влияние на смежные линии.

5. Система 25 кВ с ЭУП характеризуется сниженным на 39 %, по сравнению с классической системой 25 кВ сопротивлением тяговой сети, и уменьшенными на 48 % наводимыми на смежные линии напряжениями магнитного влияния. С позиций моделирования система 25 кВ с ЭУП особенностей не имеет.

6. Системы 25 кВ с применением кабельных линий или с применением отсасывающих трансформаторов в качестве конкурентов трехфазной СТЭ не рассматриваются. Первая система использует

дорогостоящий кабель, а вторая характеризуется повышенными примерно на 70 % сопротивлениями тяговой сети.

7. Трехфазная система тягового электроснабжения в будущем может составить конкуренцию тяге переменного тока 25 кВ. Существенными преимуществами такой системы по сравнению с СТЭ 25 кВ являются втрое меньшие токи проводов при одинаковых потребляемых мощностях, симметричная нагрузка для внешнего электроснабжения, более низкая – на 60...80 % – несинусоидальность, повышенный коэффициент мощности трехфазных электровозов (примерно 0,9 против 0,7...0,8 однофазных) и повышенная генерация реактивной мощности тяговой сетью, снижающая реактивное электропотребление СТЭ.

8. При моделировании многопроводных линий рассматриваются отдельные контуры провод-земля с учетом собственных и взаимных сопротивлений контуров и емкостных взаимосвязей проводов друг с другом и с землей. Такой подход позволяет автоматически рассчитывать наводимые напряжения на смежных линиях, если их провода включены в состав многопроводной линии. Подход с позиции теории цепей ограничивает снизу длины рассматриваемых линий величиной порядка 1–2 км, поскольку при малых длинах проводов теряется смысл собственных и взаимных индуктивностей, определяемых для замкнутых контуров с возвратом тока через землю.

9. Применение решетчатых схем замещения многопроводных линий, однофазных и трехфазных трансформаторов позволяют моделировать практически любые системы тягового электроснабжения переменного тока совместно с системой внешнего электроснабжения с получением уровней напряжений, величин токов, показателей несимметрии и несинусоидальности с учетом движения поездов. Решетчатыми схемами замещения моделируются в фазных координатах и линейной постановке многообмоточные однофазные, трехфазные трехстержневые и трехфазные пятистержневые трансформаторы и автотрансформаторы. В моделях учитываются магнитные потоки стержней магнитопровода и магнитные потоки рассеяния, а также потери мощности в магнитопроводе и в обмотках.

10. Принятое в тяговом электроснабжении моделирование внешнего электроснабжения реактансами короткого замыкания приводит к двум отрицательным последствиям: к невозможности учета взаимовлияния тяговых подстанций через питающие линии электропередачи и к невозможности расчета эффектов несимметрии

и несинусоидальности в системе внешнего электроснабжения, создаваемых тяговыми нагрузками.

11. Представление тяговой нагрузки источником тока может приводить к большим погрешностям расчета режима системы тягового электроснабжения, особенно при пониженных напряжениях на токоприемниках электровозов и при расчетах пропускной способности железной дороги по системе тягового электроснабжения. Необходимо использовать представление тяговой нагрузки величинами активной и реактивной мощностей как в режиме тяги, так и в режиме рекуперации.

12. Использование метода симметричных составляющих по Фортестью или близких к этому методах для расчетов режимов объединенных систем тягового и внешнего электроснабжения практически невозможно. Единственным приемлемым методом является метод фазных координат с моделированием элементов решетчатых схемами замещения.

13. По потерям напряжения и мощности и по сопротивлениям рассмотренные системы тяги в сопоставимых условиях располагаются в порядке увеличения потерь следующим образом:

1) трехфазная СТЭ, отличающаяся примерно пятикратно меньшими потерями напряжения и четырехкратно сниженными потерями мощности в ТС по сравнению с классической СТЭ 25 кВ;

2) система 25 кВ с коаксиальными кабелями;

3) система 2×25 кВ;

4) система 25 кВ с ЭУП;

5) классическая система 25 кВ;

6) система 25 кВ с отсасывающими трансформаторами.

14. По наводимым напряжениям магнитного влияния на единицу тягового тока лучшей оказывается система с отсасывающими трансформаторами, далее располагаются система с коаксиальными кабелями, система 25 кВ с ЭУП, СТЭ 2×25 кВ, трехфазная СТЭ и классическая система 25 кВ. Трехфазная ТС, по сравнению с классической СТЭ 25 кВ, создает меньшее на 35–40 % напряжение магнитного влияния на смежной линии при ширине сближения 25 м, что и тяговая сеть 2×25 кВ.

15. Минимальное электрическое влияние оказывает система 2×25 кВ, далее с увеличением влияния располагаются СТЭ с отсасывающими трансформаторами, система с коаксиальными кабелями, классическая система 25 кВ. Последние места с почти одинаковыми результатами занимают трехфазная СТЭ и система 25 кВ с ЭУП.

16. Железные дороги переменного тока являются серьезным источником искажений качества электрической энергии в системах внешнего электроснабжения, влияя на отклонения и колебания фазных напряжений, несинусоидальность и несимметрию трехфазных напряжений. Для сопоставления разных СТЭ с трехфазной рассмотрено движение одинакового пакета двух нечетных и двух четных поездов с одинаковым профилем электропотребления для одной межподстанционной зоны длиной 50 км с мощностями короткого замыкания двух тяговых подстанций $2500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $1200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Модели систем 25 кВ, 25 кВ с ЭУП и $2 \times 25 \text{ кВ}$ включают по два тяговых трансформатора на каждой подстанции, трехфазная СТЭ обходится одиночными трансформаторами без перегрузок трансформаторов и при достаточно высоком уровне напряжений на токоприемниках электропоездов.

17. Моделирование показало, что трехфазная СТЭ обеспечивает соблюдение показателей качества по отклонениям и несимметрии напряжений на шинах 220 кВ подстанций, в то время как системы 25 кВ, $2 \times 25 \text{ кВ}$ и 25 кВ с ЭУП показывают превышение предельно допустимых коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности.

18. Все четыре рассмотренные системы 25 кВ, 25 кВ с ЭУП, $2 \times 25 \text{ кВ}$ и трехфазная система показали существенное превышение максимально допустимых суммарных коэффициентов гармоник напряжений 220 кВ тяговых подстанций. Вместе с тем уровень гармоник трехфазной СТЭ на шинах 220 кВ примерно вдвое меньше, чем при системе 25 кВ. Кроме того, трехфазная система тяги создает близкие уровни гармоник во всех трех фазах в отличие от трех других видов СТЭ. Для трехфазной СТЭ наибольший уровень зафиксирован на пятой, седьмой, двадцать третьей и тридцать пятой гармониках. Значительная несинусоидальность напряжений трехфазной СТЭ потребует принятия специальных мер по подавлению высших гармоник.

19. Подобное сходство по показателям качества получено при моделировании тягового электроснабжения реального участка железной дороги, электрифицированного по классической системе 25 кВ, при сравнении режимов однофазных СТЭ с трехфазной СТЭ.

20. Тяговые сети электрифицированных железных дорог переменного тока 25 кВ, 25 кВ с ЭУП, $2 \times 25 \text{ кВ}$ отличаются электромагнитной несбалансированностью и потому создают электромагнитные поля с достаточно высокими напряженностями. Эти поля могут

наводить значительные напряжения на смежных линиях. Расчеты напряженностей ЭМП проведены в двух вариантах: мгновенная схема ТС с нагрузкой нечетного пути в середине МПЗ; моделирование работы СТЭ при движении поездов. Расчеты напряженностей электромагнитного поля на основной частоте показали, что при расположении нагрузки нечетного пути $21 + j10$ МВ·А в трехфазной СТЭ и нагрузки $21 + j16$ МВ·А в остальных вариантах ТС расчеты показывают следующие соотношения напряженностей:

– по электрическому полю наибольшие, но не достигающие нормированного порога по условиям безопасности, напряженности наблюдаются при трехфазной тяге; меньшие значения полей создают ТС с ЭУП и классическая система 25 кВ; наименьшие величины напряженности соответствуют СТЭ 2×25 кВ; напряженности лежат в пределах от 2,5 кВ/м до 4,2 кВ/м амплитудных. Ввиду несколько сниженных напряжений ТС эти значения немного ниже напряженностей при номинальных напряжениях;

– в магнитном поле по максимальным значениям напряженности выделяется классическая СТЭ 25 кВ с напряженностью до 80 А/м амплитудных; максимумы напряженности от 38 до 30 А/м соответствуют СТЭ с ЭУП и трехфазной СТЭ, последняя обязана этим факту сниженных токов; наименьшие напряженности магнитного поля создает тяговая сеть СТЭ 2×25 кВ из-за противофазности токов питающего провода и контактной подвески.

21. Минимальные искажения синусоидальности электрического поля соответствуют трехфазной СТЭ, максимальные – классической СТЭ 25 кВ. Несколько меньше, по сравнению с классической СТЭ 25 кВ, составляют искажения СТЭ 25 кВ с ЭУП, промежуточное положение занимает СТЭ 2×25 кВ. При большой нагрузке в магнитном поле минимальные искажения синусоидальности также соответствуют трехфазной СТЭ, но при малой нагрузке ближней подстанции искажения магнитного поля трехфазной СТЭ сильно возрастают и преобладают над остальными видами СТЭ. Три вида СТЭ (25 кВ, 2×25 кВ, 25 с ЭУП) имеют характерную особенность снижения пиковых значений суммарной напряженности магнитного поля по сравнению с полем основной частоты из-за наличия гармоник, кратных трем.

22. Существенными преимуществами трехфазной СТЭ, по сравнению с классической системой 25 кВ, являются: более высокие и стабильные напряжения на токоприемниках электроподвижного состава; втрое меньшие токи проводов при одинаковых

потребляемых мощностях; симметричная нагрузка для внешнего электроснабжения; более низкая несинусоидальность и повышенная генерация реактивной мощности, снижающая реактивное электропотребление СТЭ, а также полное использование мощности тяговых трансформаторов.

23. В результате совершенствования существовавшей в промышленном использовании с 1896 по 1976 г. трехфазной системы электрической тяги железных дорог переменного тока должна возродиться система, характеризующаяся симметрированием токов трехфазных питающих электрических сетей, снижением потерь электрической энергии, т. е. пониженным удельным расходом электрической энергии на тягу и, следовательно, повышенной технико-экономической эффективностью системы электрической тяги.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Александров Г. Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи / Г. Н. Александров. – СПб. : ЦПКЭ, 2006. – 139 с.
2. Аполлонский С. М. Расчеты электромагнитных полей / С. М. Аполлонский, А. Н. Горский. – М. : Маршрут, 2006. – 992 с.
3. Аржанников Б. А. Трехфазная система электрической тяги переменного тока / Б. А. Аржанников. – Екатеринбург : УрГУПС, 2019. – 90 с.
4. Асанов Т. К. Об усилении системы тягового электроснабжения переменного тока / Т. К. Асанов // Развитие систем тягового электроснабжения. – М. : МИИТ, 1991. – С. 112–115.
5. Бадер М. П. Электромагнитная совместимость: учебник для вузов железнодорожного транспорта / М. П. Бадер. – М. : УМК МПС, 2002. – 638 с.
6. Бадёр М. П. Энергосберегающие технологии интеллектуального железнодорожного транспорта / М. П. Бадёр, Ю. М. Иньков, Е. Н. Розенберг // Электроника и электрооборудование транспорта. – 2012. – № 4. – С. 36–43.
7. Бардушко В. Д. Принципы построения систем электроснабжения железнодорожного транспорта / В. Д. Бардушко, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков. – М. : Теплотехник, 2014. – 166 с.
8. Бардушко В. Д. Режимы работы системы тягового электроснабжения напряжением 94 кВ с симметрирующими трансформаторами / В. Д. Бардушко, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Вестник ВНИИЖТ. – 2005. – № 3. – С. 44–47.
9. Беляков Ю. С. Снова о наведенном напряжении / Ю. С. Беляков // Энергетик. – 2010. – № 4. – С. 29–30.
10. Берман А. П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат / А. П. Берман // Электричество. – 1985. – № 12. – С. 6–12.
11. Бородулин Б. М. Симметрирование токов и напряжений на действующих тяговых подстанциях переменного тока / Б. М. Бородулин // Вестник ВНИИЖТ. – 2003. – № 2. – С. 38–43.
12. Бочев А. С. Электротяговая сеть с усиливающим и обратным проводами / А. С. Бочев, В. В. Мунькин, Е. П. Фигурнов // Железные дороги мира. – 1997. – № 11. – С. 8–12.

13. Буякова Н. В. Моделирование компактных линий электропередачи с вертикальным расположением проводов / Н. В. Буякова, А. В. Крюков, Лэ Ван Тхао // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22, № 11. – С. 159–169.
14. Буякова Н. В. Моделирование электромагнитных полей сложной структуры, возникающих в местах пересечения тяговых сетей и ЛЭП / Н. В. Буякова, А. В. Крюков, Д. А. Середкин // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2020. – № 4 (68). – С. 93–102.
15. Буякова Н. В. Электромагнитная безопасность в системах электроснабжения железных дорог: моделирование и управление / Н. В. Буякова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков ; под общ. ред. А. В. Крюкова. – Ангарск : АНГТУ, 2018. – 382 с.
16. Вагнер К. Ф. Метод симметричных составляющих / К. Ф. Вагнер, Р. Д. Эванс. – Л. : ОНТИ НКПТ СССР, 1936. – 407 с.
17. Вайнштейн Л. М. О возможности замены схем со взаимной индукцией эквивалентными без взаимной индукции / Л. М. Вайнштейн, Н. А. Мельников // Электричество. – 1965. – № 5. – С. 16–18.
18. Вантеев А. И. И снова о наведенных напряжениях / А. И. Вантеев // Энергетик. – 2017. – № 8. – С. 22–26.
19. Василенко Я. В. Цифровизация российской электроэнергетики: современное состояние и перспективы развития / Я. В. Василенко // Проблемы российской экономики на современном этапе. – М., 2020. – С. 105–111.
20. Василянский А. М. Совершенствование системы тягового электроснабжения железных дорог, электрифицированных на переменном токе 27,5 кВ, 50 Гц / А. М. Василянский, Р. Р. Мамошин, Г. Б. Якимов // Железные дороги мира. – 2002. – № 8. – С. 40–46.
21. Воротницкий В. Э. Цифровизация в экономике и электроэнергетике / В. Э. Воротницкий // Энергетик. – 2019. – № 12. – С. 6–14.
22. Высокоскоростной железнодорожный транспорт : общий курс : в 2 т. / И. П. Кисилев, Л. С. Бражко, А. Т. Бурков [и др.]. – М. : УМЦ ЖДТ, 2014. – Т. 1. – 308 с.
23. Герман Л. А. Матричные методы расчета системы тягового электроснабжения : в 2 ч. / Л. А. Герман. – М. : РГОТУПС, 1998. – Ч. 1. – 36 с.

24. Герман Л. А. Матричные методы расчета системы тягового электроснабжения : в 2 ч. / Л. А. Герман. – М. : РГОТУПС, 2000. – Ч. 2. – 38 с.
25. Герман Л. А. Устройства и линии электроснабжения автоблокировки / Л. А. Герман, М. И. Векслер, И. А. Шелом. – М. : Транспорт, 1987. – 192 с.
26. ГОСТ 30372–95 / ГОСТ Р 50397–92. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения.
27. ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М. : Стандартинформ, 2014. – 20 с.
28. Делиева А. П. Цифровизация электроэнергетики России / А. П. Делиева // Инженерная экономика и управление в современных условиях. – Донецк, 2019. – С. 438–443.
29. Джунуев Т. А. О наведенных напряжениях на отключенных линиях электропередачи, проходящих параллельно либо вблизи действующих высоковольтных линий / Т. А. Джунуев, Г. Ш. Эралиева // Внедрение результатов инновационных разработок. – Уфа : Аэтерна, 2019. – С. 50–55.
30. Дмитриев М. В. Напряжения, наведенные на кабельные линии 6–500 кВ / М. В. Дмитриев // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2017. – № 6 (45). – С. 86–91.
31. Закарюкин В. П. Моделирование путевых дроссель-трансформаторов при расчете режимов рельсовых цепей / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, В. А. Алексеенко // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. – Иркутск : ИрГУПС, 2011. – Т. 1. – С. 551–555.
32. Закарюкин В. П. Комплексное моделирование мультифазных, многоцепных и компактных линий электропередачи / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Тхао Ван Лэ. – Иркутск : ИрГУПС, 2020. – 296 с.
33. Закарюкин В. П. Моделирование многоамперных шинопроводов / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, В. Ю. Соколов // Проблемы энергетики. – 2009. – № 3–4. – С. 65–73.
34. Закарюкин В. П. Моделирование многообмоточных трансформаторов в фазных координатах / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Электротехника. – 2008. – № 5. – С. 56–61.
35. Закарюкин В. П. Моделирование многопроводных систем с одножильными экранированными кабелями / В. П. Закарюкин,

- А. В. Крюков // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2007. – № 16. – С. 63–66.
36. Закарюкин В. П. Моделирование несинусоидальных режимов в системах электроснабжения железных дорог / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2008. – № 3. – С. 93–99.
 37. Закарюкин В. П. Моделирование систем тягового электроснабжения с коаксиальными кабелями и отсасывающими трансформаторами / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Оперативное управление в электроэнергетике. – 2016. – № 5. – С. 10–19.
 38. Закарюкин В. П. Моделирование систем тягового электроснабжения, оснащенных симметрирующими трансформаторами / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, И. М. Авдиенко. – М. ; Берлин : Директ-Медиа, 2017. – 168 с.
 39. Закарюкин В. П. Моделирование систем тягового электроснабжения, оснащенных устройствами для уменьшения электромагнитных влияний на смежные линии электропередачи / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Транспорт: наука, техника, управление. – 2016. – № 9. – С. 12–18.
 40. Закарюкин В. П. Моделирование трехфазно-четырёхфазных электроэнергетических систем / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Вестник ИрГТУ. – 2013. – № 5. – С. 141–147.
 41. Закарюкин В. П. Моделирование электромагнитного влияния системы тягового электроснабжения с коаксиальным кабелем / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Транспорт Азиатско-Тихоокеанского региона. – 2016. – № 1 (6). – С. 28–34.
 42. Закарюкин В. П. Моделирование электромагнитных влияний тяговой сети с коаксиальным кабелем / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Транспортная инфраструктура Сибирского региона : в 2 т. – Иркутск : ИрГУПС, 2016. – Т. 1. – С. 578–583.
 43. Закарюкин В. П. Определение наведенных напряжений при непараллельном сближении линий электропередачи / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Электрические станции. – 2015. – № 5. – С. 47–52.
 44. Закарюкин В. П. Определение наведенных напряжений при сложных траекториях сближения тяговой сети переменного тока и смежной линии / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен

- Ты // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2016. – № 2 (62). – С. 115–123.
45. Закарюкин В. П. Определение собственных и взаимных сопротивлений в многопроводных системах, содержащих подземные провода / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2021. – № 1 (69). – С. 184–191.
 46. Закарюкин В. П. Сложнонесимметричные режимы электрических систем / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков. – Иркутск : Изд-во ИГУ, 2005. – 273 с.
 47. Закарюкин В. П. Токи обратной последовательности в трехфазных сетях с однофазными нагрузками / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, В. Д. Бардушко // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2009. – № 1. – С. 122–125.
 48. Закарюкин В. П. Улучшение качества электроэнергии в системах электроснабжения нетяговых потребителей железных дорог / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, И. А. Любченко, А. В. Черепанов ; под ред. А. В. Крюкова. – М., Берлин : Директ-Медиа, 2020. – 183 с.
 49. Закарюкин В. П. Уточненная методика определения взаимных электромагнитных влияний смежных линий электропередачи / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2015. – № 3–4. – С. 29–35.
 50. Закарюкин В. П. Электромагнитная безопасность в тяговых сетях, усиленных коаксиальными кабелями / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Электробезопасность. – 2016. – № 1. – С. 22–31.
 51. Закарюкин В. П. Электромагнитное влияние тяговых сетей с экранирующими и усиливающими проводами / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Электробезопасность. – 2016. – № 2. – С. 22–30.
 52. Закарюкин В. П. Электромагнитная обстановка в системах тягового электроснабжения, усиленных коаксиальными кабелями / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Оперативное управление в электроэнергетике. – 2016. – № 5. – С. 10–19.
 53. Закарюкин В. П. Электромагнитная совместимость и средства защиты : учеб. пособие / В. П. Закарюкин, М. Л. Дмитриева, А. В. Крюков. – М., Берлин : Директ-Медиа, 2020. – 247 с.

54. Залесова О. В. Исследование уровня наведенного напряжения на отключенной линии электропередачи, находящейся в зоне влияния тяговой сети железной дороги переменного тока / О. В. Залесова // Вестник Мурманского государственного технического университета. – 2014. – Т. 17, № 1. – С. 40–45.
55. Залесова О. В. Моделирование электромагнитного влияния контактной сети железной дороги на отключенные воздушные линии электропередачи с помощью программы АТР-ЕМТР / О. В. Залесова // Вестник Мурманского государственного технического университета. – 2016. – Т. 19, № 4. – С. 715–722.
56. Залесова О. В. Расчет наведенного напряжения на отключенных линиях электропередачи, вызванных электромагнитным влиянием железных дорог переменного тока, в зоне высокоомных грунтов / О. В. Залесова // Электроэнергетика глазами молодежи – 2017. Материалы VIII Международной научно-технической конференции. – Иркутск, 2017. – С. 126–127.
57. Зарудский Г. К. О режимных особенностях компактных воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ / Г. К. Зарудский, Ю. С. Самалюк // Электричество. – 2013. – № 5. – С. 8–13.
58. Карякин Р. Н. Тяговые сети переменного тока / Р. Н. Карякин. – М. : Транспорт, 1987. – 279 с.
59. Конча А. А. Система тягового электроснабжения с экранирующим проводом и отсоединенными от рельсов опорами контактной сети / А. А. Конча, А. Б. Косарев // Электричество. – 1997. – № 2. – С. 19–25.
60. Косарев А. Б. Основы теории электромагнитной совместимости систем тягового электроснабжения переменного тока / А. Б. Косарев. – М. : Интекст, 2004. – 272 с.
61. Костенко М. В. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения / М. В. Костенко, Л. С. Перельман, Ю. П. Шкарин. – М. : Энергия, 1973. – 272 с.
62. Котельников А. В. Железнодорожный транспорт России в 2000–2030 гг. (научная концепция) / А. В. Котельников, А. С. Нестрахов // Вестник ВНИИЖТ. – 2000. – № 5. – С. 3–15.
63. Котельников А. В. Перспективы развития электрификации железных дорог России и задачи электротехнической промышленности по ее обеспечению / А. В. Котельников, А. Л. Лисицын, В. А. Быков // Электро. – 2001. – № 2. – С. 2–4.

64. Котельников А. В. Электрификация железных дорог. Мировые тенденции и перспективы / А. В. Котельников. – М. : Интекст, 2002. – 104 с.
65. Крюков А. В. Асимметрия токов в рельсовых нитях: магнитное влияние контактной сети / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин // Мир транспорта. – 2008. – № 1. – С. 54–56.
66. Крюков А. В. Компьютерные технологии для моделирования систем электроснабжения железных дорог переменного тока / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин // Транспорт РФ. Наука и транспорт. – 2010. – № 4. – С. 18–22.
67. Крюков А. В. Математические модели для определения взаимных электромагнитных влияний в системах тягового электроснабжения / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, Д. С. Кобычев. – Иркутск : ИрГУПС, 2011. – 110 с.
68. Крюков А. В. Методы совместного моделирования систем тягового и внешнего электроснабжения железных дорог переменного тока / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин. – Иркутск : ИрГУПС, 2011. – 170 с.
69. Крюков А. В. Моделирование несинусоидальных режимов в системах электроснабжения железных дорог при движении локомотивов с асинхронными тяговыми двигателями / А. В. Крюков, А. В. Черепанов, А. Р. Шафиков // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2018. – Т. 60, № 4. – С. 98–108.
70. Крюков А. В. Моделирование систем тягового электроснабжения в фазных координатах / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. – № 1. – С. 284–288.
71. Крюков А. В. Моделирование электромагнитной обстановки на железных дорогах переменного тока / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, Н. В. Буюкова // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2010. – № 2 (26). – С. 169–175.
72. Крюков А. В. Моделирование электромагнитных влияний контактной сети на смежные линии электропередачи с учетом высших гармоник / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, Д. С. Кобычев // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2009. – № 3 (23). – С. 132–136.
73. Крюков А. В. Моделирование электромагнитных влияний на смежные ЛЭП на основе расчета режимов энергосистемы

- в фазных координатах / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин. – Иркутск : ИрГУПС, 2009. – 120 с.
74. Крюков А. В. Моделирование электромагнитных полей на железнодорожных станциях / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, Н. В. Буякова // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. – № 1. – С. 281–284.
75. Крюков А. В. Определение наведенных напряжений, создаваемых высоковольтными ЛЭП на смежных линиях в режимах плавки гололеда / А. В. Крюков, Н. С. Лагунова, Нгуен Ты // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири : в 2 т. – Иркутск, 2019. – Т. 2. – С. 182–186.
76. Крюков А. В. Определение наведённых напряжений, создаваемых ЛЭП 220 кВ в неполнофазных режимах / А. В. Крюков, Нгуен Ты // Электроэнергетика глазами молодежи : в 3 т. – Иркутск, 2019. – Т. 1. – С. 377–380.
77. Крюков А. В. Определение наведенных напряжений с учетом несинусоидальности токов контактной сети железных дорог переменного тока / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, Д. С. Кобычев // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. – № 2. – С. 315–319.
78. Крюков А. В. Расчет электромагнитных полей, создаваемых тяговыми сетями электрифицированных железных дорог / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, Н. В. Буякова // Вестник ИрГТУ. – 2011. – № 1 (48). – С. 148–152.
79. Крюков А. В. Системный подход к моделированию электромагнитной обстановки на железных дорогах переменного тока / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, Н. В. Буякова // Информатика и системы управления. – 2011. – № 1 (27). – С. 38–49.
80. Крюков А. В. Управление режимами систем тягового электрообеспечения / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, С. М. Асташин. – Иркутск : ИрГУПС, 2009. – 104 с.
81. Крюков А. В. Управление электромагнитной обстановкой в тяговых сетях железных дорог / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, Н. В. Буякова. – Ангарск : АГТА, 2014. – 158 с.
82. Крюков А. В. Управление электромагнитной обстановкой на объектах железнодорожного транспорта / А. В. Крюков, В. П. Закарюкин, Н. В. Буякова // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2010. – № 3 (27). – С. 34–38.

83. Крюков А. В. Электроснабжение нетяговых потребителей железнодорожного транспорта / А. В. Крюков, В. П. Закарякин. – М. ; Берлин : Директ-Медиа, 2020. – 293 с.
84. Крюков А. В. Энергетическая эффективность перспективных систем тягового электроснабжения / А. В. Крюков, А. В. Черепанов, И. А. Фесак // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири : материалы Всероссийской науч.-практ. конф. с междунар. участием. – Иркутск, 2021. – С. 220–224.
85. Куликов А. Л. Об оценке наведенного напряжения на воздушных линиях электропередачи / А. Л. Куликов, А. О. Мирзаабдуллаев // Энергетик. 2013. – № 8. – С. 12–15.
86. Кушов А. А. Сопоставление методов расчетов несимметричных режимов в симметричных и несимметричных составляющих и в фазных координатах / А. А. Кушов // Транспортная инфраструктура Сибирского региона : материалы 5-й Международной науч.-практ. конф., посвященной 40-летию начала строительства Байкало-Амурской магистрали, 31 марта – 4 апреля 2014 г. – Иркутск : ИрГУПС, 2014. – С. 37–43.
87. Лосев С. Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем / С. Б. Лосев, А. Б. Чернин. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 140 с.
88. Макаров В. М. Удельные параметры линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжений / В. М. Макаров, Ю. И. Лысков, М. И. Хорошев [и др.] – М. : Информэнерго, 1987. – 48 с.
89. Мамошин Р. Р. Новые технологии электроснабжения железных дорог на переменном токе [Электронный ресурс] / Р. Р. Мамошин // Евразия – Вести IV 2007. – URL: www.eav.ru.
90. Мамошин Р. Р. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / Р. Р. Мамошин, А. Н. Зимакова. – М. : Транспорт, 1980. – 296 с.
91. Марквардт К. Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К. Г. Марквардт. – М. : Транспорт, 1982. – 528 с.
92. Маслов Г. П. Электроснабжение железных дорог : в 3 ч. / Г. П. Маслов, Г. С. Магай, О. А. Сидоров. – Омск : Изд-во ОмГУПС, 2006. – Ч. 1. – 48 с.
93. Маслов Г. П. Электроснабжение железных дорог: в 3 ч. / Г. П. Маслов, Г. С. Магай, О. А. Сидоров. – Омск : Изд-во ОмГУПС, 2006. – Ч. 2. – 58 с.

94. Маслов Г. П. Электроснабжение железных дорог : в 3 ч. / Г. П. Маслов, Г. С. Магай, О. А. Сидоров. – Омск : Изд-во ОмГУПС, 2006. – Ч. 3. – 47 с.
95. Мирошниченко Р. И. Режимы работы электрифицированных участков / Р. И. Мирошниченко. – М. : Транспорт, 1982. – 207 с.
96. Мисриханов М. Ш. Анализ причин несчастных случаев и мер защиты от наведенного напряжения на воздушных линиях электропередачи / М. Ш. Мисриханов, А. О. Мирзаабдулаев // Электрические станции. – 2008. – № 11. – С. 44–49.
97. Мисриханов М. Ш. Обеспечение электромагнитной безопасности электросетевых объектов / М. Ш. Мисриханов, Н. Б. Рубцова, А. Ю. Токарский. – М. : Наука, 2010. – 868 с.
98. Мисриханов М. Ш. Учет проводимости земли при определении ЭДС, наведенных в параллельных воздушных линиях электропередачи / М. Ш. Мисриханов, А. Ю. Токарский // Электро. – 2010. – № 3. – С. 13–18.
99. Михайлов М. И. Электромагнитные влияния на сооружения связи / М. И. Михайлов, Л. Д. Разумов, С. А. Соколов. – М. : Связь, 1973. – 264 с.
100. Моделирование воздушных линий электропередачи для расчета наведенных напряжений / М. Ш. Мисриханов, В. А. Попов, Р. В. Медов [и др.]. // Электрические станции. – 2003. – № 1. – С. 47–55.
101. Моделирование электромагнитной обстановки на объектах железнодорожного транспорта / Н. В. Буякова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, А. Д. Степанов // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2019. – № 3 (87). – С. 5–11.
102. Моделирование электромагнитных полей в системах тягового электроснабжения с коаксиальными кабелями / Н. В. Буякова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Вестник ИрГТУ. – 2017. – Т. 21, № 12. – С. 138–148.
103. Морозов П. В. Повышение электромагнитной совместимости и качества функционирования систем электроснабжения переменного тока скоростных железных дорог : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / П. В. Морозов. – Новосибирск, 2013. – 21 с.
104. Монахов А. Ф. О возможности снижения наведенного напряжения на месте проведения ремонтных работ / А. Ф. Монахов, Е. А. Дегтяренко, Д. Б. Данилов // Электрические станции. – 2016. – № 3 (1016). – С. 44–46.

105. Мочинага И. Тенденции в развитии тягового электроснабжения / И. Мочинага // Железные дороги мира. – 2002. – № 6. – С. 28–36.
106. Наведенные продольные напряжения в параллельных воздушных линиях электропередачи / М. Ш. Мисриханов, С. Г. Мурзин, В. Н. Седунов [и др.] // Известия Самарского научного центра РАН. – 2012. – Т. 14, № 5 (3). – С. 808–814.
107. О безопасности производства работ на ВЛ, находящихся под наведенным напряжением / А. Н. Висящев, С. А. Клепиков, А. В. Щербаков, Б. Н. Каратаев // Энергетик. – 2010. – № 2. – С. 18–22.
108. Оперативное управление в системах электроснабжения железных дорог / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, В. А. Ушаков, В. А. Алексеенко. – Иркутск : ИрГУПС, 2012. – 129 с.
109. Основные направления создания комплекса оборудования для интеллектуальных электрических сетей / В. Н. Вариводов, А. Г. Мордкович, Е. И. Остапенко [и др.] // Энергорынок. – 2011. – № 4 (40). – С. 26–30.
110. Павлов И. В. Отсасывающие трансформаторы в тяговых сетях переменного тока / И. В. Павлов. – М. : Транспорт, 1965. – 204 с.
111. Перельман Л. С. Таблицы интегралов Карсона для использования в расчетах волновых процессов в линиях с учетом земли / Л. С. Перельман // Известия НИИПТ. – 1995. – № 11. – С. 342–360.
112. Перенапряжения и защита от них в воздушных и кабельных электропередачах высокого напряжения / М. В. Костенко, К. П. Кадомская, М. Л. Левинштейн [и др.]. – Л. : Наука, 1988. – 302 с.
113. Повышение электромагнитной безопасности в системах электроснабжения железных дорог / Н. В. Буякова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. – Кн. 2. – Иркутск : ИСЭМ СО РАН, 2018. – С. 257–266.
114. Правила защиты устройств проводной связи и проводного вещания от влияния тяговой сети электрифицированных железных дорог переменного тока. – М. : Транспорт, 1989. – 134 с.
115. Ратнер М. П. Электроснабжение нетяговых потребителей железных дорог / М. П. Ратнер, Е. Л. Могилевский. – М. : Транспорт, 1985. – 295 с.

116. Свод правил СП 224.1326000.2014. Тяговое электроснабжение железной дороги. Дата введения 2014–12–01. – 86 с.
117. Свидетельство об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2007612771 (РФ) «Fazonord-Качество – Расчеты показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения в фазных координатах с учетом движения поездов» / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам. Зарегистр. 28.06.2007.
118. Свидетельство об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2018613909 (РФ) «Fazonord-APC» / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Федеральная служба по интеллектуальной собственности. Зарегистр. 27.03.2018.
119. Селиверстов Г. И. Конструкции и параметры компактных одноцепных линий электропередачи с концентрическим расположением фаз / Г. И. Селиверстов, А. В. Комар, В. Н. Петренко // Энергетика. – 2012. – № 6. – С. 41–45.
120. Семенчук В. П. Тяговая сеть переменного тока : а.с. 1532361 СССР № 1344639 / В. П. Семенчук, М. П. Бадер, А. П. Просецкий. Опубликовано 30.12.89. – Бюл. № 48. SU1532361 A1/
121. Сидоров А. И. Электромагнитные поля вблизи электроустановок сверхвысокого напряжения / А. И. Сидоров, И. С. Окраинская. – Челябинск : ЮУрГУ, 2008. – 204 с.
122. Система тягового электроснабжения 2×25 кВ / Б. М. Бородулин, М. И. Векслер, В. Е. Марский, И. В. Павлов. – М. : Транспорт, 1989. – 247 с.
123. Солдатов В. А. Влияние чередования фаз на наведенные напряжения антенны под линией электропередачи 35 кВ / В. А. Солдатов, А. С. Яблоков // Труды Костромской государственной сельскохозяйственной академии. – Кострома, 2015. – С. 204–208.
124. Сороко В. И. Аппаратура железнодорожной автоматики и телемеханики: в 2 кн. / В. И. Сороко, В. А. Милуков. – М. : Планета, 2000. – Кн. 1. – 196 с.
125. Сотников В. В. Сравнительный анализ современных видов воздушных линий электропередачи и перспективы их развития / В. В. Сотников, В. В. Камаев // Электрика. – 2013. – № 9. – С. 2–4.
126. Степанов В. М. Компактные линии электропередачи / В. М. Степанов, В. Ю. Карницкий // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2010. – № 3–5. – С. 49–51.

127. Тамазов А. И. Несимметрия токов и напряжений, вызываемая однофазными тяговыми нагрузками / А. И. Тамазов. – М. : Транспорт, 1965. – 235 с.
128. Тер-Оганов Э. В. Имитационная модель работы системы электроснабжения двухпутного электрифицированного участка / Э. В. Тер-Оганов // Труды ВЗИИТ. – 1983. – Вып. 117. – С. 58–62.
129. Тимофеев Д. В. Режимы в электрических системах с тяговыми нагрузками / Д. В. Тимофеев. – М. : Энергия, 1972. – 295 с.
130. А. с. 1286450 СССР. Тяговая сеть переменного тока / С. Д. Соколов, В. Е. Марский, Т. П. Добровольский [и др.] № 3959339/27–11 ; заявл. 30.01.87 ; опубл. 30.01.87. – Бюл. № 4. – 2 с.
131. А. с. СССР. Схема однофазного энергоснабжения железной дороги от линии электропередачи / М. Б. Улановский № 418934 ; опубл. 17.02.75, БИ № 9.
132. Управление режимами систем электроснабжения железных дорог на основе технологий интеллектуальных сетей (smart grid) / Г. О. Арсентьев, Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков [и др.] ; под ред. А. В. Крюкова. – Иркутск : ИрГУПС, 2019. – 414 с.
133. Федин В. Т. Инновационные технические решения в системах передачи электроэнергии / В. Т. Федин. – Минск, 2012. – 222 с.
134. Фигурнов Е. П. Энергосберегающая электротяговая сеть с ЭУП в современных условиях / Е. П. Фигурнов, А. С. Бочев // Вестник РГУПС. – 2003. – № 1 (10). – С. 46–47.
135. Шалимов М. Г. (ред.). Двенадцатипульсовые выпрямители тяговых подстанций / М. Г. Шалимов, В. С. Барковский, Г. С. Магай [и др.]. – М. : Транспорт, 1990. – 127 с.
136. Шалимов М. Г. Современное состояние и пути совершенствования систем электроснабжения электрических железных дорог / М. Г. Шалимов, Г. П. Маслов, Г. С. Магай. – Омск : ОмГУПС, 2002. – 49 с.
137. Шуманская Е. В. Расчет наведенных напряжений на отключенных фазах и параллельных ВЛ с помощью метода модальных волновых каналов / Е. В. Шуманская, Д. А. Голдобин // Энергетик. – 2018. – № 3. – С. 35–38.
138. Электробезопасность. Теория и практика / П. А. Долин, В. Т. Медведев, В. В. Корочков, А. Ф. Монахов ; под. ред. В. Т. Медведева. – М. : Издательский дом МЭИ, 2012. – 280 с.

139. Электрические железные дороги / В. П. Феоктистов, Г. Г. Рябцев, Ю. Е. Просви́ров [и др.]. – Самара : СамГАПС, 2006. – 312 с.
140. Электромагнитная безопасность в системах внешнего электроснабжения железных дорог / Н. В. Буякова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, А. Д. Степанов // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2019. – Т. 62, № 2. – С. 133–141.
141. Электромагнитная безопасность в системах тягового электроснабжения, оборудованных отсасывающими трансформаторами / Н. В. Буякова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность 2017. – Севастополь : СевГУ, 2017. – С. 227–233.
142. Электромагнитная безопасность в тяговых сетях с расщепленными экранирующими и усиливающими проводами / Н. В. Буякова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2017. – № 4 (68). – С. 142–152.
143. Электромагнитная безопасность систем тягового электроснабжения повышенного напряжения / А. В. Котельников, А. Б. Косарев, И. И. Полишкина [и др.] // Вестник ВНИИЖТ. – 2002. – № 6. – С. 10–14.
144. Эффективность компактных управляемых высоковольтных линий электропередачи / В. М. Постолатий, Е. В. Быкова, В. М. Сулов [и др.] // Проблемы региональной энергетики. – 2015. – № 3 (29). – С. 1–17.
145. Эффективность передачи электрической энергии при применении компактных управляемых ВЛ / Ю. Г. Шакарян, Л. В. Тимашова, С. Н. Карева [и др.] // Энергия единой сети. – 2014. – № 3 (14). – С. 4–15.
146. Analysis of adverse effects on the public power grid brought by traction power-supply system / Gao Lin, Xu Yonghai, Xiao Xiangnin, Liu Yingying, Jiang Peisi // 2008 IEEE Canada Electric Power Conference. – Publisher: IEEE, 2008.
147. Analysis of Induced Voltage of Parallel UHV Double-circuit AC Transmission Lines / Yihua Luo, Hongxin Ren, Qingjiang Han, Huiqi Li, Hongchun Wang, Xin Guo, Quan Zhou. – IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering, 2018. – 452 (2018) 032084.
148. Bernd M. Buchholz. Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks / Bernd M. Buchholz, Zbigniew

- A. Styczynski. – Berlin – Heidelberg: Springer-Verlag, 2014. – 396 p.
149. Biesenak G. Energiversorgung elektrischer Bahnen / G. Biesenak, Schmieder Hofmann. – Wiesbaden: Teubner Verlag, 2006. – 729 p.
 150. Bulatov Yu. Power quality in high voltage mains supplying mainline railroads' traction substations / Yu.N. Bulatov, A. V. Kryukov, A. V. Cherepanov // E3S Web of Conference 114, 04001 (2019). Energy Systems Research 2019. – P. 1–5. – URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911404001>.
 151. Buyakova N. Control of electromagnetic environment in smart traction power supply systems / Natalya Buyakova, Vasiliy Zakaryukin and Andrey Kryukov // ES3 Web of Conference 91, 01009 (2019)/ TPACEE-2018. – P. 1–11. – DOI: [org/10.1051/e3sconf/201991011009](https://doi.org/10.1051/e3sconf/201991011009).
 152. Buyakova N. Electromagnetic Environment Management in Smart Railroad Power Systems / Natalya V. Buyakova, Vasiliy P. Zakaryukin and Andrey V. Kryukov // Advances in Intelligent Systems Research. – 2019. – Vol. 169. Vth International Workshop” Critical Infrastructures, Contingency Management, Intelligent, Agent-Based, Cloud Computing and Cyber Security” (IWCI 2019). – P. 68–74.
 153. Buyakova N. V. Electromagnetic safety of high voltage traction networks / N. V. Buyakova, V. P. Zakaryukin, A. V. Kryukov // E3S Web of Conferences 139, 01067 (2019) RSES2019. – P. 1–7.
 154. Buyakova N. V. Integrated modeling of compact power lines / N. V. Buyakova, A. V. Kryukov, Le Van Thao // E3S Web of Conferences 124, 05007. – 2019. – P. 1–5. – URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912405007>.
 155. Buyakova N. Mathematical modeling of electromagnetic environment at railroad junctions / Natalya Buyakova, Vasiliy Zakaryukin and Andrey Kryukov // ES3 Web of Conference 91, 01009 (2019)/ TPACEE-2018. – P. 1–10. DOI: [org/10.1051/e3sconf/201991011010](https://doi.org/10.1051/e3sconf/201991011010).
 156. Buyakova N. V. Modeling of Electromagnetic Fields Created by Traction Networks in Emergency Modes / N. V. Buyakova, A. V. Kryukov, V. P. Zakaryukin // Advances in Engineering Research. – 2019. – Vol. 188. International Conference on Aviaemechanical Engineering and Transport (AviaENT 2019). – P. 55–60.
 157. Buyakova N. Modeling of Electromagnetic Fields Occurring at Intersection of Traction Networks and Overhead Power Supply

- Lines / Natalya Buyakova, Andrey Kryukov, Dmitry Seredkin // International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – Publisher: IEEE, 2020. – DOI: 10.1109/ICIEAM48468.2020.9111873.
158. Buyakova N. V. Simulation of Compact Power Lines / N. V. Buyakova, Le Van Txao, A. V. Kryukov // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – Publisher: IEEE. – P. 1–5.
159. Buyakova N. Simulation of Electromagnetic Fields Occurring at Intersection of Traction Networks and Three-Circuit Power Supply Line / Natalya V. Buyakova, Andrey V. Kryukov, Dmitry A. Seredkin // 2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon). – Publisher: IEEE. 2020. – DOI:10.1109/UralCon49858.2020.9216290.
160. Buyakova N. Simulation of Induced Voltages Created by HighTension Cable with Cross-Linked Polyethylene Insulation / Natalya V. Buyakova; Andrey V. Kryukov // Tu Nguyen. 2020 International Russian Automation Conference (RusAutoCon). – Publisher: IEEE, 2020. – DOI: 10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208033.
161. Buyakova N. Simulation of Induced Voltages Created by HighTension Cable with Cross-Linked Polyethylene Insulation / Natal'ya Buyakova, Andrey Kryukov, Tu Nguyen // Proceedings – 2020 International Russian Automation Conference, RusAutoCon 2020. – P. 488–492. – DOI: 10.1109/RusAutoCon49822.2020.
162. Carson I. R. Wave propagation in overhead wires with ground return / I. R. Carson // Bell Systems Technical Journal. – 1926. – Vol. 5. – Issue 4. – P. 539–554.
163. Computer models in problems of ensuring electromagnetic safety / Natalia V. Buyakova, Andrey V. Kryukov, Dmitriy A. Seredkin and Le Van Thao // E3S Web of Conferences 216, 01062 (2020). RSES2020. – P. 1–7. – URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202021601062>.
164. Cherepanov A. Modeling of Tractive Power Supply Systems for Heavy-Tonnage Trains Operation / A. Cherepanov, A. Kutsiy. – 2018 International Russian Automation Conference (RusAutoCon). Publisher: IEEE, 2018. DOI: 10.1109/RUSAUTOCON.2018.8501734
165. Dahab F. K. Comparison of magnetic-field distribution of non-compact and compact parallel transmission-line configurations /

- F. K. Dahab, Amoura W. S. Abu-Elhaija // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2005. – Vol. 20. – Issue 3.
166. Electromagnetic Environment Management in Smart Railroad Power Systems / Natalya V. Buyakova, Vasiliy P. Zakaryukin and Andrey V. Kryukov // Advances in Intelligent Systems Research. – 2019. – Vol. 169. Vth International Workshop” Critical Infrastructures, Contingency Management, Intelligent, Agent-Based, Cloud Computing and Cyber Security” (IWCI 2019). – P. 68–74.
 167. Experimental investigation on the minimum approach distance for live working on 1000kV UHV compact transmission line / Bin Xiao, Tian Wu, Ting Liu Kai Liu, Yong Peng, Ziming Su, Pan Tang, Xinglie Lei // 2016 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE). – 2016.
 168. Electromagnetic Safety Enhancing in Railway Electric Supply Systems / Natal'ya Buyakova, Vasiliy Zakaryukin, Andrey Kryukov, Tu Nguyen // E3S, Web of Conferences 58, 01006(2018) RSES2018. – P. 1–6.
 169. Flavius Dan Surianu. Determination of the Induced Voltages by 220 kV Electric Overhead Power Lines Working in Parallel and Narrow Routes. Measurements on the Ground and Mathematical Model / Flavius Dan Surianu. Wseas transactions on power systems. – 2009. – Vol. 4. – Issue 8. – P. 264–274.
 170. Frey S. Railway electrification system and engineering / S. Frey // White Word Publication, 2012. – 114 p.
 171. Induced voltages on overhead line by return strokes to grounded wind tower considering horizontally stratified ground / M.E.M. Rizk, E. A. Badran, M. H. Abdel-Rahman, M. Lehtonen, F. Mahmood // IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility. – 2016. – Vol. 58, № 6. – P. 1728–1738.
 172. Kotelnikov A . Word trends in the development of railway electrification / A. Kotelnikov, A. Glonti // Rail International. – 2001. – August/September. – P. 26–35.
 173. Kryukov A. V. Modeling of smart grid active elements based on phase coordinates / A. V. Kryukov, V. P. Zakaryukin, V. A. Alekseenko // Smart grid for efficient energy power system for the future. Proceeding. – 2012. – Vol. 1. Otto-von-Guericke University Magdeburg. Magdeburg. – P. 12–17.
 174. Kryukov A. V. Static models for active harmonics conditioners / A. V. Kryukov, A. V. Cherepanov // Smart grid for efficient energy

- power system for the future. Proceeding. – 2012. – Vol. 1. Otto–von–Guericke University Magdeburg. Magdeburg. – P. 18–22.
175. Khayam U. Electric field analysis of 150 kV compact transmission line / Umar Khayam, Reynaldi Prasetyo, Syarif Hidayat // 2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS). – Publisher: IEEE, 2017.
 176. Laughton M. A. Analysis of unbalanced polyphase networks by the method of phase coordinates. Part 1. System representation in phase frame of reference // Proc. IEEE, 1968, v. 115, № 8. – P. 1163–1172.
 177. Lei Xue. Influence of traction transformer with different connection forms on power quality of the grid / Lei Xue, Xiaoqing Han, Shuying Li // 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). – Publisher: IEEE, 2018.
 178. Modeling and Simulation for Traction Power Supply System of High-Speed Railway / Zhengqing Han, Yuge Zhang, Shuping Liu, Shibin Gao // 2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. – Publisher: IEEE, 2011.
 179. Modelling on Novel Cable Traction Power Supply System and Power Distribution Analysis / Liyan Zhang, Shiwen Liang, Xin Li, Ying Jia // IEEE Transactions on Power Delivery. – Publisher: IEEE, 2021.
 180. Nezevak V. Prediction of Bandwidth Increase of Railways Areas at the Change Expense of The Direct Current Traction Power Supply System Characteristics by Implementation of Electric Storage Units / Vladislav Nezevak, Vasyliy Cheremisin // 2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon). – Publisher: IEEE, 2020.
 181. Ogunsola A. Modelling Electromagnetic Fields Propagated from an AC Electrified Railway Using TLM / A. Ogunsola, U. Reggiani, L. Sandrolini // International Symposium on Electromagnetic Compatibility, EMC'09. – Kyoto, 2009. – P. 567–570.
 182. Railway Traction Supply with PV integration for Power Quality Issues / Mohamed Rageh, Auguste Ndtoungou, Abdelhamid Hamadi, Kamal Al-Haddad // IECON2018 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. – Publisher: IEEE, 2018.
 183. Research of Grading Ring for High Altitude 500 kV Compact Transmission Line. 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE) / Cao Jing, Quan Shanshan, Liang Jinxiang, Wu Xiong, Peng Zongren. – Publisher: IEEE, 2018.

184. Simulation of Electromagnetic Fields Generated by Overhead Power Lines and Railroad Traction Networks / Natalya V. Buyakova, Vasiliy P. Zakaryukin, Andrey V. Kryukov, Dmitriy A. Seredkin // *Energy Systems Research*. – 2021. – Vol. 4, №. 2. – P. 70–88.
185. Simulation of Electromagnetic Fields Occurring at Intersection of Traction Networks and Multicircuit Power Lines / Natalya V. Buyakova, Andrey V. Kryukov, Dmitriy A. Seredkin and Le Van Thao // *E3S Web of Conferences* 209, 07002. (2020). ENERGY-21. – URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020907002>.
186. Simulation of non-sinusoidal modes in railway power supply systems during movement of high-speed trains / A. V. Kryukov, A. V. Cherepanov, A. R. Shafikov, E. S. Bezridnyj // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – Vol. 760, International Conference on Transport and Infrastructure of the Siberian Region (SibTrans-2019) 12–15 November 2019. – Moscow, Russian Federation. – DOI: 10.1088/1757–899X/760/1/012034.
187. Study on new traction power supply system for power quality comprehensive compensation in electrified railway / Minwu Chen, Jie Luo, Wenbing Jiang, Yaowu Wang // *TENCON2015 – 2015 IEEE Region 10 Conference*. – Publisher: IEEE, 2015.
188. The Unbalanced Modes Analyze Of Traction Loads Network / Uyangasaikhan Bumtsend, Murodbek Safaraliev, Anvari Ghulomzoda, Bakhtiyor Ghoziev, Javod Ahyoev, Ghulomabdol Ghulomabdolov // *2020 Ural Symposium on Biomedical Engineering, Radioelectronics and Information Technology (USBREIT)*. – Publisher: IEEE, 2020.
189. Xishan Yu. General Mathematical Model of AC Traction Power Supply System Simulation Based on Mathematical Reasoning and Its Application Research / Yu. Xishan // *2020 IEEE International Conference on Artificial Intelligence and Information Systems (ICAIS)*. – Publisher: IEEE, 2020.
190. Zakaryukin V. P. Determining electromagnetic fields generated by overhead power transmission lines / V. P. Zakaryukin, A. V. Kryukov, N. V. Buyakova // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, Volume 760, International Conference on Transport and Infrastructure of the Siberian Region (SibTrans-2019) 12–15 November 2019. – Moscow, Russian Federation. – DOI: 10.1088/1757–899X/760/1/012012.
191. Zakaryukin V. P. Determination of the induced voltages when nonparallel power lines are adjacent to one another / V. P. Zakaryukin,

- A. V. Kryukov // Power Technology and Engineering. – 2015. – Vol. 49, № 4. – P. 304–309. – URL: <https://doi.org/10.1007/s10749-015-0620-4>.
192. Zakaryukin V. P. Improvement of Electromagnetic Environment in Traction Power Supply Systems / V. P. Zakaryukin, A. V. Kryukov, N. V. Buyakova // The power grid of the future/ Proceeding № 2. Otto-von-Guericke University Magdeburg. – Magdeburg. 2013. – P. 39–44.
193. Zakaryukin V. P. Intelligent Traction Power Supply System / V. P. Zakaryukin, A. V. Kryukov // The power grid of the future / Proceeding № 2. Otto-von-Guericke University Magdeburg. – Magdeburg, 2013. – P. 44–48.
194. Zakaryukin V. P. Management of electromagnetic environment in railway electro traction systems / V. P. Zakaryukin, A. V. Kryukov, N. V. Buiakova // Smart grid for efficient energy power system for the future. Proceeding. Vol. 1. Otto-von-Guericke University Magdeburg. – Magdeburg. 2012. – P. 31–35.
195. Zakaryukin V. P. Use of Smart Grid Technologies for Optimal Operation of Railway Power Supply System / V. P. Zakaryukin, A. V. Kryukov V. A. Alekseenko // The power grid of the future / Proceeding № 3. Otto-von-Guericke University Magdeburg. – Magdeburg, 2013. – P. 22–26.

КОЛЛЕКТИВ АВТОРОВ

1. Крюков Андрей Васильевич, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры электроэнергетики транспорта ИрГУПС
2. Закарюкин Василий Пантелеймонович, д-р техн. наук, профессор, консультант ООО «Smart grid»
3. Черепанов Александр Валерьевич, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры электроэнергетики транспорта ИрГУПС
4. Крюков Александр Егорович, аспирант кафедры электрических станций Иркутского национального исследовательского технического университета (ИРНИТУ)
5. Середкин Дмитрий Александрович, ассистент кафедры электроэнергетики транспорта ИрГУПС
6. Фесак Илья Анатольевич, аспирант кафедры электроэнергетики транспорта ИрГУПС

Научное издание

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕХФАЗНЫХ СИСТЕМ
ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ
ПЕРЕМЕННОГО ТОКА**

Под редакцией А. В. Крюкова

Монография

Редактор С. И. Семухина
Верстка С. Н. Наймушиной

Подписано в печать 05.09.2023. Формат 60х84/16.
Усл. печ. л. 10,0. Тираж 300 экз. (1-й з-д 1–40). Заказ 23.

УрГУПС
620034, Екатеринбург, ул. Колмогорова, 66